Deutscher Bundestag **Drucksache 16/7087**

16. Wahlperiode 20. 11. 2007

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes

Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung

Inhaltsverzeichnis

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 15. November 2007 gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Seite

Seite

Verzeichnis der Abbildungen

Verzeichnis der Tabellen

Maßeinheiten

Elektrische Leistung

1 kW	= 1 Kilowatt	= 1 000 Watt
1 MW	= 1 Megawatt	= 1 000 kW
1 GW	= 1 Gigawatt	= 1 000 MW

Elektrische Arbeit

1 kWh	= 1 Kilowattstunde	= 1 000 Wh	
1 MWh	= 1 Megawattstunde	= 1 000 kWh	
1 GWh	= 1 Gigawattstunde	= 1 000 MWh	= 1 Mio. kWh
1 TWh	= 1 Terawattstunde	= 1 000 GWh	= 1 Mrd. kWh

Elektrische Spannung

1 kV	= 1 Kilovolt	= 1 000 V

Energieeinheit

1 m^3 Gas (H) = 9,7692 kWh (oberer Heizwert, grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft)

Abkürzungen

ABl.	=	Amtsblatt
Abs.	=	Absatz
a.F.	=	alte Fassung
AG	=	Aktiengesellschaft
AktG	=	Aktiengesetz
ARegV-E	=	Entwurf einer Anreizregulierungsverordnung
AVBEltV	=	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
BAFA	=	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BaFin	=	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BGB	=	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBl.	=	Bundesgesetzblatt
BGH	=	Bundesgerichtshof
BGW	=	Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft e.V.
BKartA	=	Bundeskartellamt
BMWi	=	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNE	=	Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.
BNetzA	=	Bundesnetzagentur
BörsG	=	Börsengesetz
BTOElt	=	Bundestarifordnung Elektrizität
bzw.	=	beziehungsweise
ca.	=	circa
CEER	=	Council of European Energy Regulators
CCGT	=	combined cycle gas turbine
CO_2	=	Kohlendioxid
ct	=	Cent
DEA	=	Data Envelopment Analysis
d. h.	=	das heißt
EEG	=	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	=	European Energy Exchange
EFET	=	European Federation of Energy Traders
EG	=	Europäische Gemeinschaft
EGV	=	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
ERGEG	=	European Regulators Group for Electricity and Gas
etc.	=	et cetera
EU	=	Europäische Union
EUREX	=	European Exchange
f., ff.	=	folgende, fortfolgende
GasGVV	=	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Energiebereich (Gasgrundversorgungsverordnung)

GasNEV	=	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung)
GasNZV	=	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GeLiGas	=	Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
GG	=	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
GGPGB	=	Guidelines for Good Practice for Gas Balancing
GGPSSO	=	Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators
GmbH	=	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbHG	=	Gesetz betreffend die Gesellschaften mit beschränkter Haftung
GPKE	=	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GT	=	gas turbine
GuD-Kraftwerk	=	Gas- und Dampf(turbinen)-Kraftwerk
GW	=	Gigawatt
GWh	=	Gigawattstunde
GWB	=	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
H-Gas	=	hochkalorisches (high) Gas
HGB	=	Handelsgesetzbuch
HGÜ	=	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HHI	=	Herfindahl-Hirschman-Index
HuK-Kunden	=	Haushalts- und Kleingewerbekunden
Hz	=	Hertz (Maßeinheit für die Frequenz)
inkl.	=	inklusive
i.V.m.	=	in Verbindung mit
Jg.	=	Jahrgang
KapMuG	=	Kapitalanleger-Musterverfahrens-Gesetz
KAV	=	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung)
KKW	=	Kernkraftwerk
km	=	Kilometer
KraftNAV	=	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
kV	=	Kilovolt
kW	=	Kilowatt
kWh	=	Kilowattstunde
KWK	=	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	=	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft- Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
LG	=	Landgericht
L-Gas	=	niederkalorisches (low) Gas
LI	=	Lerner-Index
LNG	=	Liquified Natural Gas (Flüssiggas)
m	=	Meter

mbar	=	Millibar
Mio.	=	Million(en)
m^3	=	Kubikmeter
Mrd.	=	Milliarde(n)
MW	=	Megawatt
MWh	=	Megawattstunde
NAV	=	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung)
NBP	=	National Balancing Point
NDAV	=	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung)
n.F.	=	neue Fassung
Nr.	=	Nummer
OLG	=	Oberlandesgericht
OPEC	=	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OTC	=	over the counter
O&M	=	Operations and Maintenance
o.V.	=	ohne Verfasser
p.a.	=	per annum
PSI	=	Pivotal-Supplier-Index
Rn.	=	Randnummer
RSI	=	Residual-Supply-Index
SFA	=	Stochastic Frontier Analysis
S.	=	Seite
sog.	=	so genannt
SSNIP	=	Small but Significant Non Transitory Increase in Price
StromGVV	=	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung)
StromNEV	=	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	=	Verordnung über den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
TKG	=	Telekommunikationsgesetz
TPA	=	Third Party Access
TTF	=	Title Transfer Facility Point
TW	=	Terrawatt
TWh	=	Terrawattstunde
Tz.	=	Textziffer
UCTE	=	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
u. a.	=	und andere
V	=	Volt

VCI	=	Verband der Chemischen Industrie e.V.
VDEW	=	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN	=	Verband der Netzbetreiber e.V.
vgl.	=	vergleiche
VIK	=	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	=	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VO	=	Verordnung
Vol.	=	Volume
VRE	=	Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland e.V.
WpHG	=	Wertpapierhandelsgesetz
ZPO	=	Zivilprozessordnung
z. B.	=	zum Beispiel
z. T.	=	zum Teil

Vorwort

Nach Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes Mitte des Jahres 2005 liegt nun entsprechend dem gesetzlichen Auftrag nach § 62 Abs. 1 EnWG das erste Sondergutachten der Monopolkommission zum Energiemarkt vor. Die Kommission nimmt darin zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs Stellung und beurteilt die Frage, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht. Sie würdigt außerdem die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht und diskutiert aktuelle wettbewerbspolitische Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas.

In mehreren nichtöffentlichen Anhörungen hat die Monopolkommission mit Vertretern der Energiewirtschaft Fragen zur Regulierung und zum Wettbewerb auf den Märkten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft diskutiert.

Am 28. November 2006 fanden zwei Anhörungen zu Fragen des Gasmarktes statt. Die Teilnehmer seitens der Unternehmen waren:

- BEB Erdgas und Erdöl GmbH,
- E.ON AG,
- Trianel European Energy Trading GmbH,
- Wingas GmbH.

Folgende Verbände waren vertreten:

- Bund der Energieverbraucher e.V.,
- Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW),
- EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.,
- Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI),
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK),
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU).

Ebenfalls in zwei Anhörungen hat die Monopolkommission am 19. Dezember 2006 mit Vertretern der Elektrizitätsunternehmen sowie mit Verbandsvertretern Fragen zum Elektrizitätsmarkt diskutiert. Die Teilnehmer seitens der Unternehmen waren:

- Deutsche Essent GmbH,
- Energie Baden-Württemberg AG (EnBW),
- E.ON AG,
- European Energy Exchange AG (EEX),
- LichtBlick – die Zukunft der Energie GmbH & Co. KG,
- MVV Energie AG,
- RWE AG,
- Statkraft Markets GmbH.

Folgende Verbände waren vertreten:

- Bund der Energieverbraucher e.V.,
- Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (BNE),
- Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW),
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK),
- Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN),
- Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland e.V. (VRE),
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU).

Einige der angehörten Teilnehmer haben ihre mündlichen Diskussionsbeiträge durch schriftliche Stellungnahmen ergänzt. Außerdem nahmen weitere Unternehmen und Verbände ebenfalls schriftlich Stellung zum Gutachtenauftrag der Monopolkommission.

Am 19. Januar 2007 haben der damalige Präsident des Bundeskartellamtes, Herr Dr. Ulf Böge, sowie weitere Mitarbeiter des Amtes und die Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizität und Gas sowie zu aktuellen wirtschaftspolitischen Maßnahmen im Energiebereich diskutiert.

Weiterhin haben am 9. Februar 2007 der Präsident der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Herr Matthias Kurth, die Vizepräsidenten Frau Dr. Iris Henseler-Unger und Herr Johannes Kindler sowie weitere Mitarbeiter der Behörde mit der Monopolkommission Fragen zur Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung sowie zur Missbrauchsaufsicht auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizität und Gas und insbesondere Fragen zur Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes durch die Regulierungsbehörde und die Gerichte erörtert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeitern der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, der Unternehmen und deren Verbände. Die Monopolkommission dankt allen Beteiligten für ihre Mitarbeit.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Dr. Oliver D. Raschka und Frau Dr. Anne Sohns, welche das Gutachten federführend betreut haben.

Die Vorgehensweise in diesem Sondergutachten ist wie folgt: Nach einer kurzen Einführung in den gesetzlichen Auftrag und die Arbeitsweise der Monopolkommission folgt in Kapitel 2 ein historischer Abriss des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens und ein Überblick über die Aufgaben der Regulierungsbehörden. Daran anschließend werden getrennt voneinander zunächst der Elektrizitätsmarkt (Kapitel 3) und danach der Gasmarkt (Kapitel 4) im Rahmen einer umfassenden Marktanalyse dargestellt, die wesentlichen Konzepte und Entscheidungen der Regulierungsbehörden und der Gerichte gewürdigt und weitere bestehende Wettbewerbsprobleme auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Märkten betrachtet. Den Abschluss eines jeden Analyseteils bildet eine Zusammenfassung und die Ableitung von Empfehlungen der Monopolkommission. Das voraussichtlich ab 1. Januar 2009 anzuwendende Konzept der Anreizregulierung wird in Kapitel 5 kritisch gewürdigt. In Kapitel 6 werden sektorübergreifend die aktuellen Vorschläge der Wirtschaftspolitik zur eigentumsrechtlichen Entflechtung diskutiert.

Kurzfassung

1*. Nach Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2005 veröffentlicht die Monopolkommission erstmals ein Sondergutachten zum deutschen Energiemarkt. Sie nimmt darin zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs Stellung und beurteilt die Frage, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht. Die Monopolkommission würdigt außerdem die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht und diskutiert aktuelle wettbewerbspolitische Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas.

2*. Die Analyse des deutschen Elektrizitäts- und Gasmarktes zeigt, dass auf den Märkten der leitungsgebundenen Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland noch immer nicht von einem funktionsfähigen Wettbewerb gesprochen werden kann. So eröffnen der Netzbetrieb als wesentliche Einrichtung, die Konzentration der Stromerzeugung und des Gasangebots auf wenige Unternehmen, die vielfältigen horizontalen und vertikalen Verflechtungen der marktbestimmenden Übertragungs- bzw. Ferngasnetzbetreibern untereinander und mit nachgelagerten Stadtwerken weiterhin zahlreiche strukturelle und verhaltensbedingte Wettbewerbsbeschränkungen. Die Markteintrittsbarrieren für neue Unternehmen sind nach wie vor hoch. Die Zahl an Lieferantenwechseln durch Endverbraucher ist gering, wenngleich die Zahl der Wechselwilligen im Berichtszeitraum gestiegen ist. Ein grenzüberschreitender Handel findet aufgrund der zu geringen Kapazitäten an den Grenzübergangsstellen und eines nicht bedarfsgerechten Engpassmanagements nur in geringem Maße statt. Als kritisch stuft die Monopolkommission insbesondere die vielen Beteiligungen der vier Verbundunternehmen an Stadtwerken und anderen Weiterverteilern ein. Diese Verflechtungen hat die Monopolkommission intensiv analysiert. Ferner sieht die Monopolkommission bei der Schaffung eines einheitlichen, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Regelenergiemarktes erhebliche Umsetzungsdefizite.

3. Auch wenn heute noch kein hinreichender Wettbewerb insbesondere um Haushalts- und Gewerbekunden existiert, so wurden nach Auffassung der Monopolkommission jedoch seit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Juli 2005 nicht unerhebliche Fortschritte erzielt. Die mit der Netzregulierung bislang gemachten Erfahrungen sind als weitgehend positiv zu bewerten.

4*. Zur Förderung eines strukturell gesicherten Wettbewerbs hat die Monopolkommission ein Maßnahmenpaket – insbesondere zur Senkung der strukturellen Marktzutrittschranken – für den Elektrizitäts- und Gasmarkt zusammengestellt. Dieses ist durch alle Beteiligten sachgerecht und zeitnah umzusetzen. Der bestehende Wettbewerbs- und Regulierungsrahmen soll hierdurch an Stabilität und Verlässlichkeit gewinnen.

5*. Für einen potentiellen Betreiber von Elektrizitätskraftwerken stellt die Verweigerung bzw. Diskriminierung beim Netzzugang bzw. Netzanschluss die bedeutendste Marktzutrittsschranke dar. Ohne den Anschluss an ein Netz und die Möglichkeit, den produzierten Strom in das Netz einspeisen zu können, wird er die Abnehmer für seine Stromproduktion nicht erreichen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Monopolkommission die kürzlich in Kraft getretene Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, in der bei innerdeutschen Netzengpässen ein zeitlich befristeter, privilegierter Netzzugang für neue Kraftwerke festgelegt wurde. Sie hätte es jedoch begrüßt, wenn der privilegierte Netzzugang den „echten“ Newcomern und nicht auch neuen Kraftwerken dominanter Anbieter vorbehalten wäre. Auch auf dem Gasmarkt ist der Gasnetzzugang weiter zu verbessern. So ist die Kooperationsvereinbarung in den Punkten Kooperationspflichten, Regelenergiebeschaffung, Bilanzausgleich, Speicherzugang und Lieferantenwechselprozesse zu überarbeiten. Sofern technisch möglich, ist ein bundesweiter Gasmarkt anzustreben. Falls dies kurzfristig nicht realisierbar ist, sind die Marktgebiete entsprechend den tatsächlich auftretenden Engpässen von der Bundesnetzagentur abzugrenzen.

6*. Die erzielten Engpassmanagementerlöse, die sich sowohl im Elektrizitäts- als auch im Gassektor z. B. durch die Versteigerung von Grenzkuppelkapazitäten ergeben, sind von den jeweiligen Netzbetreibern unbedingt und unverzüglich zur Beseitigung der Engpässe zu verwenden. Vor diesem Hintergrund ist das gesetzliche Regelwerk anzupassen. In der Zwischenzeit ist seitens der Bundesnetzagentur eine einzelfallbezogene Netzausbauverpflichtung gegenüber dem betroffenen Netzbetreiber anzuordnen. Denn nur durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten lassen sich räumliche Marktzutrittsschranken abbauen und ein europäischer Binnenwettbewerb realisieren. Generell sind die derzeitigen Bepreisungsverfahren und Vorschriften zur (grenzüberschreitenden) Engpassbewirtschaftung im Sinne der Diskriminierungsfreiheit und Marktorientierung zu überarbeiten. Vor dem Hintergrund einer effizienten Preisbildung ist darauf zu achten, dass der aus der Engpassbewirtschaftung resultierende Preis die Differenz der Grenzkosten der Erzeugung bzw. der Beschaffungskosten vor und hinter dem Engpass repräsentiert.

7*. Die Monopolkommission befürchtet, dass sich die wettbewerbliche Selbststeuerungsfunktion auf den Strom-Regelenergiemärkten für Primär- und Sekundärregelleistung in absehbarer Zeit nicht einstellen wird und empfiehlt daher, diese einer vorläufigen Ex-ante-Preisregulierung zu unterziehen. Der Markt für Minutenreserve, auf dem deutlich mehr Anbieter agieren, sollte vorerst lediglich verstärkt beobachtet werden. Auf dem Gasmarkt rät die Monopolkommission, einen tagesbasierten und nicht stündlichen Bilanzausgleich so lange anzuwenden, bis ein hinreichend großer und wettbewerblich organisierbarer Regelenergiemarkt möglich ist. Des Weiteren sind auf europäischer Ebene die Kompetenzen der European Regulators' Group of Electricity and Gas (ERGEG) bei grenzüberschreitenden Sachfragen zu stärken.

8*. Eine mögliche Freistellung von der Regulierung bei neuen Infrastrukturen ist auf Antrag bei der Bundesnetzagentur sorgfältig zu prüfen, wobei der Antragsteller die Beweislast trägt. Vorab ist zu klären, inwieweit Infrastrukturinvestitionen unter die Generalklausel des § 11 Abs. 1 EnWG fallen und somit keinen Ausnahmetatbestand darstellen. Für eine Freistellung müssen die Wettbewerbsvorteile eindeutig quantifizierbar und erheblich sein.

9*. Zur Stärkung der Ex-post-Missbrauchskontrolle beim Börsenhandel mit Elektrizität und Gas empfiehlt die Monopolkommission die Einführung eines Market Monitoring. Dieser speziellen Marktüberwachungsstelle kommt die Aufgabe zu, marktrelevante Informationen z. B. über verfügbare Netz- und Speicherkapazitäten, über die Anzahl der Teilnehmer auf dem Spot- und Terminmarkt sowie über die Verteilung der gehandelten Angebots- und Nachfragemengen auf einzelne Unternehmen zeitnah zu erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche zu überprüfen. Organisatorisch wäre eine solche Instanz in Form einer Arbeitsgruppe – bestehend aus Mitarbeitern der nach Landesrecht zuständigen Börsenaufsicht, der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur – zu errichten. Zusätzlich wäre dafür Sorge zu tragen, dass auch für den Spothandel – in Anlehnung an die Vorschriften des Wertpapierhandelsgesetzes – ein entsprechender handelsrechtlicher Rahmen vorgesehen wird. Zur Stimulierung eines liquiden Gashandels und zur Senkung der Markteintrittsbarrieren empfiehlt die Monopolkommission als begleitende Maßnahmen die zeitlich befristete Verauktionierung signifikanter Gasmengen marktbeherrschender Ferngasunternehmen und von Speicherkapazitäten marktbeherrschender Speicherbetreiber.

10*. Für eine baldige Überführung der überregionalen Ferngasnetzbetreiber von der kostenorientierten zur anreizorientierten Netzentgeltregulierung sind die Anträge nach § 3 Abs. 2 GasNEV zeitnah zu prüfen. Generell ist im Zuge des zweiten Genehmigungsverfahrens für Strom- und Gasnetzentgelte eine sorgfältige, aber dennoch zeitnahe Überprüfung der Netzentgeltanträge vorzunehmen. Hierzu sind die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder angehalten, die Netzentgelte nach einheitlichen Effizienzmaßstäben zu prüfen. Des Weiteren steht die Monopolkommission der zum 1. Januar 2009 geplanten Einführung einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte grundsätzlich positiv gegenüber. Aus Sicht der Monopolkommission weist jedoch der momentane Entwurf einer Anreizregulierungsverordnung erhebliche Mängel auf, die es noch zu beseitigen gilt. Die Anreize, Effizienzgewinne an die Verbraucher weiterzugeben, sind als gering einzuschätzen. Die später als zunächst geplante Einführung der Anreizregulierung sollte auch dazu genutzt werden, ein für alle Netzbetreiber gleich verträgliches Regulierungskonzept zu erarbeiten. Zudem ist zu gewährleisten, dass die Ausgestaltung der Vorgaben und deren Anwendung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden nach den gleichen Maßstäben erfolgt.

11*. Weiterhin sind die geltenden Vorschriften zur operationellen und informationellen Entflechtung sektorübergreifend zu verschärfen. So ist nicht nur dem leitenden Personal, sondern allen Mitarbeitern des Netzbetriebs die Wahrnehmung konzerninterner Aufgaben zu untersagen.

12*. Die Monopolkommission hat auch die verschiedenen Vorschläge zur eigentumsrechtlichen Entflechtung integrierter Energieversorgungsunternehmen erörtert. Grundsätzlich sieht sie eine nachhaltige Verbesserung der Wettbewerbssituation in der Anwendung strukturpolitischer Instrumente. So ist anzuerkennen, dass alle in Rede stehenden Entflechtungsvorschläge (horizontale/vertikale eigentumsrechtliche Entflechtung, Independent System Operator) Wettbewerbspotentiale eröffnen. Selbst wenn eine weitergehende vertikale und horizontale Entflechtung dazu beiträgt, einzelne wichtige Probleme zu lösen, so sind dennoch die Entflechtungsvorschläge und deren Umsetzung mit nicht unerheblichen ökonomischen Risiken und rechtlichen Problemen verbunden. Neben dem tiefen Eingriff in die privaten Eigentumsrechte besteht die Gefahr, dass insbesondere die Investitionsanreize der Netzbetreiber/-eigentümer und der Kraftwerksbetreiber/-eigentümer nachhaltig reduziert werden. Aber auch die Gestaltung der zukünftigen Corporate Governance eines zu entflechtenden Netzbetreibers bedarf großer Aufmerksamkeit. Hinzu kommt, dass eine vertikale Separierung von Netz und Erzeugung das Problem der hohen Konzentration auf der Erzeugerstufe nicht zu lösen vermag.

13*. Die Monopolkommission rät dazu, vor der weiteren Diskussion über derart weitreichende Veränderungen die Wirkungen des erst seit 2005 in Kraft getretenen Regulierungsrahmens abzuwarten. Überdies empfiehlt sie die Suche nach milderen, aber gleichwohl wirksamen Mitteln. So spricht sie sich für die zusätzliche Einführung eines zeitlich befristeten Moratoriums für die Erweiterung von Erzeugungskapazitäten durch die marktbeherrschenden Energieversorgungsunternehmen aus, damit Konkurrenten die Möglichkeit erhalten, eigene Kraftwerkskapazitäten aufzubauen. Wenn die Energieversorgungsunternehmen die grenzüberschreitenden Leitungsengpässe beseitigen und/oder der Marktanteil an der Erzeugung erheblich gesunken ist, soll über eine Aufhebung des Moratoriums befunden werden. Hierzu bedarf es einer regelmäßigen Überprüfung der Marktsituation durch die Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden. Die Energieversorgungsunternehmen hätten es durch den Ausbau der Grenzkuppelstellen selbst in der Hand, ein Ende des Moratoriums herbeizuführen. Von diesem Alternativvorschlag gehen Anreizwirkungen zur Belebung des Wettbewerbs auf der Erzeugerebene aus.

14*. Für die sachgerechte Umsetzung des Gutachtenauftrags ist die Monopolkommission auf die Einsicht in die Verfahrensakten der Bundesnetzagentur angewiesen. Die darin enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen machen eine gesetzliche Regelung des Akteneinsichtsrechts der Monopolkommission bei der Bundesnetzagentur notwendig. Die Monopolkommission erachtet es daher als erforderlich, dass bei einer zukünftigen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes dem Gutachtenauftrag eine Befugnisnorm für die Akteneinsicht analog zu § 121 Abs. 2 Telekommunikationsgesetz beigefügt wird.

1 Einführung

1.1 Der gesetzliche Auftrag

1. Die Monopolkommission erstellt nach § 62 Abs. 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[1] alle zwei Jahre ein Gutachten, in dem sie den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs und die Frage beurteilt, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht, die Anwendung der Vorschriften dieses Gesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht würdigt und zu sonstigen aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung nimmt.

Weiterhin wird in Satz 2 geregelt, dass das Gutachten in dem Jahr abgeschlossen sein soll, in dem kein Hauptgutachten nach § 44 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vorgelegt wird. Gemäß § 62 Abs. 2 EnWG wird das Gutachten der Bundesregierung überreicht. Die Bundesregierung legt dieses den gesetzgebenden Körperschaften vor und nimmt in angemessener Frist Stellung. Das Gutachten wird zu dem Zeitpunkt, zu dem es von der Bundesregierung den gesetzgebenden Körperschaften zugeleitet wird, von der Monopolkommission veröffentlicht.

2. Der gesetzliche Auftrag des § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG, „den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs“ zu beurteilen, entspricht dem Wortlaut des § 121 Abs. 2 Satz 1 des Telekommunikationsgesetzes (TKG), in dem der Gutachtenauftrag an die Monopolkommission für den Telekommunikationssektor geregelt ist. Die weitere Zielsetzung der beiden Gutachtenaufträge an die Monopolkommission ist dagegen, oberflächlich betrachtet, unterschiedlich.[2] So fordert das Telekommunikationsgesetz die Monopolkommission auf zu beurteilen, inwieweit „nachhaltig wettbewerbsorientierte“ Telekommunikationsmärkte[3] existieren, während das Energiewirtschaftsgesetz die Monopolkommission beauftragt zu prüfen, ob ein „funktionsfähiger Wettbewerb“ auf den Märkten der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung besteht. Leider ist der letztere Begriff vom Gesetzgeber nicht definiert worden, so dass zunächst erörtert werden muss, was unter einem „funktionsfähigem Wettbewerb“ auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas zu verstehen ist.

3. Die nach § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG gebotene Untersuchung entspricht den seinerzeit geltenden gesetzlichen Vorgaben nach § 81 Abs. 3 TKG a.F. für das Sondergutachten zum Telekommunikationsmarkt. Die in diesen Gutachten vorgenommene Konkretisierung des Begriffs des „funktionsfähigen Wettbewerbs“ bezeichnet einen strukturell gesicherten Wettbewerb, der auch dann fortbesteht, wenn die wettbewerbsgestaltende Regulierung zurückgeführt wird.[4] Demgemäß steht für die Monopolkommission die Prognose der Wettbewerbsprozesse im Falle einer Rückführung der sektorspezifischen Regulierung im Vordergrund.[5] Hierzu bedarf es zunächst einer Abschätzung, inwieweit bestehende Wettbewerbsprozesse regulatorisch oder strukturell bedingt sind. Die „Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs“ ist dabei nicht gleichzusetzen mit der Abwesenheit von Marktbeherrschung. Das zeigt bereits der Umstand, dass es in vielen Sektoren marktbeherrschende Unternehmen gibt, ohne dass es sinnvoll wäre, von der Möglichkeit einer sektorspezifischen Regulierung Gebrauch zu machen.

4. Für die Übernahme des Begriffs des „funktionsfähigen Wettbewerbs“ auf die Märkte der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas bedarf es einer differenzierten Betrachtung. Die Ex-ante-Entgeltregulierung im Telekommunikationssektor ist nach § 27 Abs. 1 TKG an die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung gebunden.[6] Folglich ist sie nicht anzuwenden oder hat zu entfallen, wenn eine solche Stellung nicht (mehr) besteht. Dieser Ansatz zur Rückführung bestehender Regulierung ist dem Energiewirtschaftsgesetz jedoch fremd. Die sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas setzt nicht die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung eines Unternehmens voraus, sondern erfasst per se alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen. So ist davon auszugehen, dass in der Energiewirtschaft die Netzinhaberschaft in der Regel eine Monopolstellung begründet. Die Netze stellen eine wesentliche Einrichtung dar, auf deren Zugang die potentiellen Wettbewerber angewiesen sind. Eine Duplizierung bestehender Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze ist auf absehbare Zeit kaum zu erwarten.[7] An eine Rückfüh-

[1] Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621).

[2] Zur folgenden Diskussion des Gutachtenauftrages vgl. Monopolkommission, Wettbewerbsentwicklung bei der Telekommunikation 2005: Dynamik unter neuen Rahmenbedingungen, Sondergutachten 43, Baden-Baden 2005, Tz. 6 ff. Die Aufgabenzuweisung entspricht im Grundsatz der Auftragserteilung der §§ 44 bis 47 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Vgl. auch Monopolkommission, Wettbewerbs- und Regulierungsversuche im Eisenbahnverkehr, Sondergutachten 48 (veröffentlicht zusammen mit Sondergutachten 46, Die Privatisierung der Deutschen Bahn AG), Baden-Baden 2007, Tz. 11 ff. zur Erläuterung des gesetzlichen Auftrages der Monopolkommission zur Erstellung von Sondergutachten über das Eisenbahnwesen.

[3] § 3 Nr. 12 TKG definiert den Begriff des „nachhaltig wettbewerbsorientierten Marktes“ als „ein[en] Markt, auf dem der Wettbewerb so abgesichert ist, dass er auch nach Rückführung der sektorspezifischen Regulierung fortbesteht“.

[4] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 43, Baden-Baden 2005, Tz. 10; Monopolkommission, Telekommunikation und Post 2003: Wettbewerbsintensivierung in der Telekommunikation – Zementierung des Postmonopols, Sondergutachten 39, Baden-Baden 2004, Tz. 9; Monopolkommission, Wettbewerbsentwicklung bei Telekommunikation und Post 2001: Unsicherheit und Stillstand, Sondergutachten 33, Baden-Baden 2002, Tz. 9 f.

[5] So gesehen, ergibt sich bei der Beurteilung der Monopolkommission, ob ein „funktionsfähiger Wettbewerb“ oder ein „nachhaltig wettbewerbsorientierter“ Markt vorliegt, kein inhaltlich bedeutender Unterschied.

[6] Zum Begriff der Marktbeherrschung nach § 27 Abs. 1 TKG vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 43, Baden-Baden 2005, Tz. 87.

[7] Vgl. Tz. 14 und Monopolkommission, Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, Hauptgutachten 2004/ 2005, Baden-Baden 2006, Tz. 37.

rung bestehender Regulierung der Netzebenen ist nach dem derzeitigem Kenntnisstand der Monopolkommission vorerst nicht zu denken. Demnach kann die Monopolkommission im Bereich der Netze auch keine Aussage darüber treffen, ob ein „funktionsfähiger Wettbewerb" vorliegt, da die (strukturellen) Voraussetzungen hierfür nicht gegeben sind. Vielmehr gilt es aus Sicht der Monopolkommission zu beurteilen, ob ein „regulatorisch bedingter Wettbewerb" der Netzbetreiber durch die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes möglich ist. Dies umfasst insbesondere die Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Netzzugangs.[8] Nur im Bereich der überregionalen Gasfernleitungsnetze hat der Gesetzgeber eine Ausnahme von der Netzentgeltregulierung geschaffen, wenn von den überregionalen Gasnetzbetreibern nachgewiesen werden kann, dass zwischen ihnen ein wirksamer tatsächlicher oder potentieller Leitungswettbewerb existiert. Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Energiewirtschaft können die Bedingungen eines funktionsfähigen Wettbewerbs bestenfalls auf den vor- und nachgelagerten Märkten erfüllt sein.

5. Neben der allgemeinen Feststellung und Prognose der Wettbewerbsentwicklung beinhaltet der Gutachtenauftrag die Beurteilung der Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes bei der Regulierung und Wettbewerbsaufsicht. Die Würdigung der Amtspraxis der Regulierungsbehörden beschränkt sich dabei nicht nur auf die amtlichen Entscheidungen, sondern umfasst auch die sich gegebenenfalls an eventuelle Beschwerdeverfahren anschließenden Gerichtsurteile. Hierbei werden insbesondere solche Fälle aufgegriffen, deren Entscheidung zu Ergebnissen führt, die den Zielsetzungen des Gesetzgebers zuwiderlaufen. Die Monopolkommission ist sich dabei auch der Bedeutung von erneuerbaren Energien bewusst und wird sich hierzu aus gegebenen Anlaß äußern. Die Forderung, im Bereich des Energiesektors auch zur Entscheidungspraxis der Regulierungsbehörden Stellung zu nehmen, ist wortgleich mit dem Gutachtenauftrag nach dem Telekommunikationsgesetz. Eine Verpflichtung der Monopolkommission zu prüfen, ob die Vorschriften zur Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung weiterhin erforderlich sind, enthält der Gutachtenauftrag gemäß § 62 Abs. 1 EnWG nicht. Gleichwohl liegt es, wie in den obigen Ausführungen deutlich gemacht wurde, im Erkenntnisinteresse der Monopolkommission, etwaigen Handlungsbedarf des Gesetzgebers aufzuzeigen.

6. Weiterhin kann die Monopolkommission nach § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG zu allen wettbewerbsrelevanten Fragen im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung Stellung nehmen. Nach Auffassung der Monopolkommission ist dies auch notwendig, da sich die Würdigung der Fallpraxis der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden ausschließlich auf die Regulierung der Netzzugangsmodalitäten und der Netzentgelte erstreckt und somit nur einen Teil des gesamten wettbewerblichen Spektrums abdeckt. Die übrigen Wirtschaftsstufen des Elektrizitäts- und Gasmarktes werden hierdurch nicht erfasst. So unterliegt der Handel mit Elektrizitäts- und Gasmengen der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht des Bundeskartellamtes und den entsprechenden Landeskartellbehörden. Da ansonsten wesentliche Teile der Wettbewerbsaufsicht über die Energiemärkte von der Betrachtung ausgeschlossen wären, berücksichtigt die Monopolkommission weitergehende wettbewerbspolitische Probleme und Fragestellungen in ihrem Gutachten und nimmt dazu Stellung, inwieweit auf den den Netzebenen vor- und nachgelagerten Märkten ein „funktionsfähiger Wettbewerb" besteht.

7. Zusammengefasst erstreckt sich der Gutachtenauftrag an die Monopolkommission nach dem Wortlaut des § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG auf

– die Beurteilung der Wettbewerbsentwicklung auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas insbesondere hinsichtlich der Frage, ob auf diesen Märkten ein funktionsfähiger Wettbewerb bzw. auf den Netzebenen ein regulatorisch bedingter Wettbewerb vorliegt,

– die Würdigung der Vorschriften zur Energiewirtschaft und deren Anwendung im Bereich der Regulierung und der Wettbewerbsaufsicht und

– die „freiwillige" Stellungnahme zu weiteren wettbewerbspolitischen Fragestellungen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft.

1.2 Jüngere Stellungnahmen zum Energiemarkt

8. Die Monopolkommission betrachtete die Wettbewerbsentwicklung auf den Märkten der leitungsgebundenen Energiewirtschaft bereits im Rahmen vergangener Gutachten.[9] Im Vierzehnten Hauptgutachten diskutierte die Monopolkommission die grundsätzliche Problematik der Regulierung von Netzsektoren. Neben der Netzzugangsproblematik im Elektrizitäts- und Gasmarkt hat sie auch die Schwierigkeiten angesprochen, die sich bei der Gewährleistung des Netzzugangsanspruchs von Wettbewerbern auf der Grundlage des „verhandelten" Netzzugangs in Verbindung mit der Ex-post-Missbrauchsaufsicht des Bundeskartellamtes ergeben. Die Monopolkommission kam zu der Auffassung, dass die Dauerhaftigkeit der Problematik und die wirtschaftspolitische Bedeutung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs eine sektorspezifische Ex-ante-Regulierung des Netzzugangs und der Netzentgelte notwendig machen.

[8] Vgl. Begründung zu § 62 EnWG, Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 70.

[9] Vgl. unter anderem Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 7 ff.; Monopolkommission, Wettbewerbspolitik im Schatten „Nationaler Champions", Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2004, Kapitel VI; Monopolkommission, Netzwettbewerb durch Regulierung, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Kapitel VI; Monopolkommission, Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH, Sondergutachten 34, Baden-Baden 2002; Monopolkommission, Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH. Ergänzendes Sondergutachten, Sondergutachten 35, Baden-Baden 2002. Die Sondergutachten thematisieren die Ministerlaubnis im Zusammenhang mit dem Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH.

Darüber hinaus hat sich die Monopolkommission für eine Anreizregulierung ausgesprochen, durch die die Netzbetreiber Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung haben.

9. Im Fünfzehnten Hauptgutachten hat sich die Monopolkommission mit der Markt- und Wettbewerbsentwicklung in der Elektrizitätswirtschaft befasst. Sie kam dabei zu dem Ergebnis, dass der Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft aufgrund der marktstrukturellen Fehlentwicklungen, wie der im Ministererlaubnisverfahren zugelassenen E.ON/Ruhrgas-Fusion 2002, und der unzureichenden Ausgestaltung des sektorspezifischen Regulierungsrahmens weitgehend zum Erliegen gekommen ist.[10] Sowohl die unzureichende Regulierung der Entgelte für den Netzzugang als auch die Marktmacht der Verbundunternehmen auf den Großhandels- und Regelenergiemärkten wirkten besonders wettbewerbshemmend. Demgemäß empfahl die Monopokommission zum wiederholten Male die Einführung einer Ex-ante-Regulierung des Netzzugangs, die Verstärkung der Wettbewerbsaufsicht über die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten, die Zusammenlegung der vier (separaten) Regelzonen und die Einführung eines unabhängigen Systembetreibers.

10. Weiterhin nahm die Monopolkommission in ihrem Sechzehnten Hauptgutachten Stellung zu der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und skizzierte die ersten Erfahrungen mit dem ab Mitte 2005 geltenden neuen Energierechtsrahmen. Sie begrüsste hierbei grundsätzlich die schon im Vierzehnten Hauptgutachten geforderte Einführung einer sektorspezifischen Regulierung im Bereich der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Zugleich beanstandete sie die unklaren und zum Teil widersprüchlichen gesetzlichen Maßstäbe sowie die zugehörigen Rechtsverordnungen für die Kalkulation der Netzentgelte des Energiewirtschaftsgesetzes, die eine wirkungsvolle Regulierung erheblich erschweren. Nach Auffassung der Monopolkommission stellte die Ausgestaltung des Netzzugangs im Gasmarkt einen weiteren erheblichen Mangel des neuen energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmens dar. So sah die Monopolkommission insbesondere die Ausnahme der Ferngasnetze von der Kostenregulierung im Hinblick auf die Funktionsfähigkeit des Durchleitungswettbewerbs kritisch. Im Ergebnis kam sie zu der Auffassung, dass sich zwar die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Durchleitungswettbewerb in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes verbessert haben. Funktionsfähige Wettbewerbsprozesse könnten dadurch aber bislang nicht garantiert werden.

1.3 Fehlendes Akteneinsichtsrecht der Monopolkommission

11. Gemäß § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG umfasst die Berichtspflicht der Monopolkommission im Energiebereich im Wesentlichen die Würdigung der Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und die Wettbewerbsaufsicht. Für eine sachgerechte Umsetzung des Gutachtenauftrags ist die Monopolkommission auf die Einsicht in die Verfahrensakten der Bundesnetzagentur angewiesen. Bislang stehen ihr aber nur die öffentlich zugänglichen und geschwärzten Versionen der Entscheidungen der Regulierungsbehörde zur Verfügung. Für eine angemessene Beurteilung der Marktverhältnisse und eine sich daran anschließende Ableitung von Handlungsempfehlungen ist die Monopolkommission jedoch auch auf die Möglichkeit zur Einsichtnahme in Akten mit geheimhaltungsbedürftigen Unternehmensinformationen angewiesen. Die darin enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen machen eine gesetzliche Regelung des Akteneinsichtsrechts der Monopolkommission bei der Bundesnetzagentur notwendig.

Die Monopolkommission erachtet es daher als erforderlich, dass bei einer zukünftigen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes eine Befugnisnorm für die Akteneinsicht dem Gutachtenauftrag beigefügt wird. Ein gesetzlich verbrieftes Akteneinsichtsrecht der Monopolkommission stellt zudem den Umgang der Bundesnetzagentur mit sensiblen Informationen auf ein objektiv geregeltes Fundament. Die Regelung kann hierbei analog zu der im novellierten Telekommunikationsgesetz neu eingefügten Norm erfolgen.[11] Im Telekommunikationsgesetz wurde eine Erweiterung des § 121 Abs. 2 vorgenommen, in dem der Gutachtenauftrag der Monopolkommission geregelt ist. Satz 3 des § 121 Abs. 2 TKG könnte hierbei im Wortlaut als Satz 3 des § 62 Abs. 1 EnWG übernommen werden:

„Die Monopolkommission kann Einsicht nehmen in die bei der Bundesnetzagentur geführten Akten einschließlich der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, soweit dies zur ordnungsgemäßen Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist. Für den vertraulichen Umgang mit den Akten gilt § 46 Abs. 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen entsprechend.“[12]

2 Der energiewirtschaftliche Regulierungsrahmen

2.1 Historischer Abriss des Energiewirtschaftsrechts

12. Am 13. Dezember 1935 wurden erste spezialrechtliche Regelungen für den Energiesektor eingeführt. Bis zu diesem Zeitpunkt wurde die Energiewirtschaft lediglich durch allgemeine zivil- und gewerberechtliche Normen reglementiert. Das Energierecht von 1935 war aufgrund negativer Erfahrungen mit den wirtschaftspolitischen

[10] Zur horizontalen und vertikalen Integration im Energiebereich vgl. ausführlich Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1139 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 34, Baden-Baden 2002, Tz. 101 ff.

[11] Zu der Forderung nach einem gesetzlich geregelten Akteinsichtsrecht der Monopolkommission im Telekommunikationssektor vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 43, Baden-Baden 2005, Tz. 84 f. und im Eisenbahnwesen vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 48, Baden-Baden 2007, Tz. 245.

[12] Gesetz zur Änderung telekommunikationsrechtlicher Vorschriften vom 18. Februar 2007, BGBl. I S. 114.

Entwicklungen am Ende der Weimarer Republik von einer ablehnenden Haltung gegenüber dem freien Wettbewerbsgedanken geprägt. In der Präambel des Gesetzes wurde betont, dass der Energiesektor, als zentraler Bestandteil der volkswirtschaftlichen Grundversorgung, vor „volkswirtschaftlich schädlichen Auswirkungen des Wettbewerbs“ zu schützen sei. Die hierdurch erlangte Sonderstellung setzte sich auch in dem 1957 eingeführten Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) fort. Der Energiesektor wurde von den zentralen Vorschriften des allgemeinen Wettbewerbsrechts, insbesondere dem Kartellverbot sowie der allgemeinen Missbrauchsaufsicht, befreit und mit speziellen Privilegien ausgestattet (§§ 103, 103a GWB a.F.).

13. So war es den Energieversorgungsunternehmen erlaubt, sog. Demarkationsverträge abzuschließen. Diese ermöglichten es den Energieversorgern, ihre Absatzgebiete aufzuteilen und potentielle Wettbewerber fernzuhalten. Das hatte zur Folge, dass der deutsche Energiemarkt bis in die 1990er Jahre durch zahlreiche Gebietsmonopole gekennzeichnet war, die von öffentlichen, gemeinschaftlichen und privaten Energieversorgungsunternehmen bewirtschaftet wurden. Typischerweise handelte es sich bei diesen Ebergieversorgungsunternehmen um vertikal integrierte Unternehmen, die zum einen das jeweilige Gut (Elektrizität und Gas) anboten und zum anderen das hiermit in Verbindung stehende Leitungsnetz betrieben. Um die Nachfrager vor Missbrauch zu schützen, unterstanden die Gebietsmonopolisten einer staatlichen Fach- und Preisaufsicht sowie einer speziellen Missbrauchsaufsicht durch die Kartellbehörden. Darüber hinaus ist es den Netzbetreibern auch heute noch möglich, mit den Gebietskörperschaften als Inhaber der Wegehoheit langfristige Verträge abzuschließen (seit Beginn der 1980er Jahre maximal 20 Jahre), die ihnen ein exklusives Recht zur Verlegung von Leitungen in ihrem Gebiet einräumen (sog. Konzessionsverträge).[13] Die Städte und Gemeinden erhalten für die Dauer der Verträge von den Unternehmen eine Konzessionsabgabe. Nach Auslaufen dieser Verträge kann sich die jeweilige Gebietskörperschaft entscheiden, die Energieversorgung selbst zu übernehmen, mit dem bisherigen Energieversorgungsunternehmen einen weiteren Konzessionsvertrag abzuschließen oder ein anderes Versorgungsunternehmen zu beauftragen.

14. In vielen westlichen Industrieländern kam es aufgrund neuer ökonomischer Erkenntnisse in den 1980er und 1990er Jahren zu einem Umdenken in der wirtschaftspolitischen Praxis. Staatlich geschützte bzw. betriebene (Gebiets-)Monopole wurden dahingehend untersucht, ob und inwieweit (Teil-)Märkte existieren, die prinzipiell die strukturellen Voraussetzungen für eine wettbewerbliche Reorganisation aufweisen und schrittweise in den Wettbewerb entlassen werden können.[14] Zu nennen sind insbesondere die Netzindustrien Telekommunikation, Post, Eisenbahnwesen, Elektrizität und Gas.

[13] Vgl. § 46 Abs. 2 Satz 1 EnWG.
[14] Vgl. auch Deregulierungskommission, Marktöffnung und Wettbewerb, Stuttgart 1991, Tz. 276 ff.

Bei den genannten Sektoren wurde die Netzebene, deren Kostenstruktur in der Regel durch Subadditivität und bedeutende versunkene Kosten gekennzeichnet ist, auch weiterhin als resistentes natürliches Monopol angesehen. Im Bereich der Telekommunikation änderte sich die Betrachtungsweise der Netzebene, da aufgrund des rasanten technischen Fortschritts ein Infrastrukturwettbewerb möglich geworden war. Bei der leitungsgebundenen Energieversorgung wird hingegen im Bereich der Netzebene – sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetzbereich – auch in absehbarer Zukunft kein Infrastrukturwettbewerb zu erwarten sein.[15] Auf Märkten, die der jeweiligen Netzebene vor- oder nachgelagert sind, setzte zunehmend die Überzeugung ein, dass die marktstrukturellen Voraussetzungen für Wettbewerb gegeben seien, sofern die hier agierenden Wettbewerber vor Ausbeutung bzw. Diskriminierung durch den jeweiligen Netzbetreiber geschützt werden könnten. Vor diesem Hintergrund kam es in den westlichen Industrieländern verstärkt zu Liberalisierungsbemühungen im Bereich der Netzindustrien.

15. Bei der leitungsgebundenen Energieversorgung hatten die Liberalisierungsbemühungen der Europäischen Union maßgeblichen Einfluss auf die folgenden nationalen Reformen des Energierechts. Bereits im Jahr 1985 setzte sich die EU-Kommission das Ziel, auch einen europäischen Binnenmarkt für die leitungsgebundene Energieversorgung zu verwirklichen.[16] Ziel war es, durch eine Intensivierung des Wettbewerbs das Energiepreisniveau dauerhaft abzusenken und somit einen bedeutenden Standortvorteil zu erlangen. Zu Beginn des Jahres 1992 wurde von der EU-Kommission ein erster Richtlinienvorschlag zur Schaffung eines wettbewerblich orientierten Binnenmarktes für Elektrizität veröffentlicht. Hierin schlug die Kommission einen diskriminierungsfreien Zugang aller Erzeuger zu den jeweiligen Netzen vor, die durch eine eigentumsrechtliche Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen erreicht werden sollte. Nachdem diese weitreichende Maßnahme in einigen Mitgliedstaaten der Europäischen Union auf erheblichen Widerstand stieß, konnte man sich nach einer über vier Jahre andauernden Beratung mit der Verabschiedung der ersten EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität[17] auf einen Kompromiss einigen. Diese Richtlinie trat am 19. Februar 1997 in Kraft. Die Binnenmarktrichtlinie Gas[18] wurde im Juni 1998 beschlossen und trat am 10. August 1998 in Kraft. Für beide Richtlinien galt die Auflage, diese innerhalb von zwei Jahren in das nationale Recht der Mitgliedstaaten umzusetzen. Die wesentlichen Inhalte dieser Richtlinien waren:

[15] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 14.
[16] Vgl. Weißbuch der Europäischen Kommission zur Vollendung des Binnenmarktes, KOM(85) 310 vom 14. Juni 1985.
[17] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996, ABl. EG Nr. L 27 vom 30. Januar 1997, S. 20.
[18] Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt6, ABl. EG Nr. L 204 vom 21. Juli 1998, S. 1.

- stufenweise Öffnung der Märkte für Elektrizitäts- und Gasversorgung,
- diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen, alternativ durch das System des verhandelten oder geregelten Netzzugangs sowie das Alleinabnehmersystem,
- Regelungen der Verpflichtungen von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern,
- Entflechtungsregelungen für vertikal integrierte Unternehmen, wobei eine eigentumsrechtliche Entflechtung keine notwendige Bedingung war.

16. Die europäischen Richtlinien hatten zur Folge, dass das deutsche Energiewirtschaftsrecht nach einem mehr als sechzigjährigen Fortbestehen umfangreich novelliert wurde. Am 29. April 1998 trat die erste Energierechtsnovelle in Kraft. Gleichzeitig wurden die gesetzlichen Sonderregelungen für die Energiewirtschaft im allgemeinen Wettbewerbsrecht abgeschafft. Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) löste das Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahr 1935 ab. Hierbei stand primär die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Elektrizität in nationales Recht im Vordergrund. Mit dem Energiewirtschaftsrecht wurde ein weitestgehend wettbewerblicher Ordnungsrahmen für Energie geschaffen, der folgende wesentliche Bestimmungen enthielt:

- vollständige Öffnung des Elektrizitätsmarktes für den Wettbewerb,
- Verminderung des Umfangs staatlicher Regulierung,
- diskriminierungsfreier Zugang zum Netz anderer Versorgungsunternehmen,
- getrennte Rechnungslegung und Organisation bei vertikal integrierten Unternehmen für den Bereich Erzeugung, Verteilung und Vertrieb,
- Vorrangstellung von Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und erneuerbaren Energien.

17. Die Bundesrepublik Deutschland hatte sich bei der Umsetzung der europäischen Binnenmarktrichtlinie für einen verhandelten Netzzugang entschieden und somit explizit auf eine Ex-ante-Regulierung des Netzzugangs durch eine sektorspezifische Regulierungsbehörde verzichtet. Aufgrund der Vielzahl von Marktakteuren im Elektrizitäts- und Gasbereich erhoffte sich der Gesetzgeber, dass durch unternehmerische Verhandlungslösungen die Vorraussetzungen für einen Wettbewerb auf dem Energiemarkt zu schaffen seien. Im Energiewirtschaftsgesetz selbst waren keine Regelungen für die Ausgestaltung der Netzzugangsmodalitäten und -entgelte vorgesehen.[19]

18. Durch eine mehrfache Modifizierung der Verbändevereinbarung Strom – zuletzt Strom II plus – gelang es hier weitestgehend, die explizit diskriminierenden Regelungen beim Netzzugang abzubauen. Jedoch konnten die hohen Netzentgelte nicht gesenkt werden. Diese stellten insbesondere für Newcomer auf der Erzeugerstufe ohne eigenes Netz sowie unabhängige Händler eine bedeutende Marktzutrittschranke dar. Die Verhandlungen zum Netzzugang im Gasbereich blieben über weite Strecken erfolglos. Die Reform der Verbändevereinbarung Gas II scheiterte schließlich an den unüberbrückbaren Differenzen der Verhandlungsteilnehmer bei der Gestaltung des Netzzugangs. So konnte unter anderem keine Einigung darüber erzielt werden, ob beim Gasnetzzugang ein Wechsel von der Punkt-zu-Punkt-Durchleitung, die entfernungsabhängige Netzentgelte vorsah und daher für den Wettbewerb ungeeignet war, auf ein transaktionsunabhängiges Entry-Exit-Modell anzustreben sei. Innerhalb des Zeitraums, in dem die Verbändevereinbarungen ihre Wirkungen entfalteten, kam der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen eine zentrale Rolle zu. Die Netzzugangsentgelte wurden – sofern ein begründeter Anfangsverdacht vorlag – ex post auf Preishöhenmissbrauch bzw. Diskriminierung von Wettbewerbern auf vor- oder nachgelagerten Wirtschaftsstufen überprüft.

19. Nach einer anfänglichen Wettbewerbsbelebung zeigte sich jedoch, dass die traditionelle Missbrauchsaufsicht in Verbindung mit einem verhandelten Netzzugang den Problemen einer netzbasierten Industrie nicht gerecht werden konnte. Die Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes im Rahmen der Missbrauchsaufsicht wurde dadurch erschwert, dass keine wettbewerblichen Vergleichsmärkte bei Elektrizitäts- und Gasnetzen existierten. Zwar war es den Kartellbehörden möglich, den Preis eines Monopolisten auf einem Markt mit ähnlichen (gebiets-)strukturellen Voraussetzungen zum Vergleich heranzuziehen, jedoch ließ sich hierdurch ein Preishöhenmissbrauch nicht nachweisen, da der Vergleichsmaßstab selbst aus einem monopolistischen Markt stammte. Das Problem lag darin, dass die Preise branchenweit ein überhöhtes Niveau hatten, was sich aber nicht nachweisen ließ. Deshalb bedienten sich die Kartellbehörden bei der Anwendung der Missbrauchsaufsicht nicht selten ergänzender bzw. ausschließlicher Kostenkontrollen. Diese erforderten einen Einblick in die Kostensituation der jeweiligen Unternehmen. Im Rahmen der Kontrolle war zunächst festzulegen, welche Kosten zu prüfen sind. Neben der Lösung des Definitionsproblems hatte die zuständige Behörde eine Abgrenzung der Kosten vorzunehmen. Insbesondere im Bereich der Netze fallen hohe Fix- und Gemeinkosten an, die dem Netzbetrieb bzw. den Netzdienstleistungen zugerechnet werden müssen. Für die Zurechnung von Gemeinkosten kann es schon theoretisch keine eindeutigen und allgemein gültigen Regeln geben. Abhängig von divergierenden Wertungen wurden verschiedene Zurechnungsverfahren entwickelt, die unterschiedliche Probleme bei der Effizienzwirkung, der Praktikabilität und den Informationsanforderungen der zuständigen Kartellbehörde aufwiesen. Die Frage der geeigneten Kostenkriterien und ihrer Abgrenzung ist so komplex, dass eine Behörde mit der personellen Ausstattung des Bundeskartellamtes sie nicht befriedigend lösen konnte. Die Monopolkommission hatte sich daher bereits frühzeitig für eine

[19] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 16.

sektorspezifische Regulierung durch eine entsprechende Behörde ausgesprochen.

20. Neben den skizzierten Schwierigkeiten bestand ein weiteres grundsätzliches Problem darin, dass eine Missbrauchsaufsicht, die aus Gründen der Praktikabilität weitestgehend an den tatsächlichen Kosten der Unternehmen ansetzt, schwache Anreize für eine effiziente Leistungserbringung gibt. Sie vermittelt sogar Anreize zum Kostenmachen. Darüber hinaus berücksichtigt eine statische Kostenkontrolle nur die Angebotsseite auf dem jeweiligen Markt. Die Monopolkommission hat die Probleme, die sich bei einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht im Bereich des Netzzugangs ergeben, in ihrem letzten Hauptgutachten diskutiert.[20] Die fehlende Eignung der Missbrauchsaufsicht trug schließlich maßgeblich dazu bei, dass sich der Wettbewerb auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Märkten nicht in gewünschten Umfang einstellen konnte.[21] Auch die erste Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998, die am 24. Mai 2003 in Kraft trat, trug nicht zu einer weiteren Belebung des Wettbewerbs bei. Inhaltlich beeinflusst wurde die Novelle von der Binnenmarktrichtlinie Gas vom August 1998.

21. Nachdem sich der Wettbewerb auf dem europäischen Energiemarkt insgesamt nicht in dem erhofften Umfang eingestellt hatte, verabschiedete die Gemeinschaft am 26. Juni 2003 Beschleunigungsrichtlinien für Elektrizität und Gas[22]. Zusätzlich wurden Verordnungen über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel beschlossen. Die Mitgliedstaaten waren gefordert, die Richtlinien durch eine Modifizierung ihrer Energiegesetze bis zum 1. Juni 2004 in nationales Recht umzusetzen, um so die Öffnung der Märkte und die Belebung des Wettbewerbs zu forcieren. Insbesondere für den deutschen Gesetzgeber hatte dies einen grundlegenden Paradigmenwechsel zur Folge, da die Richtlinien einen Übertritt vom verhandelten Netzzugang zum regulierten („geregelten“) Netzzugang vorsahen. Als Resultat dieser Vorgabe wurde das Energiewirtschaftsgesetz grundlegend reformiert. Während das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 lediglich 19 Paragraphen umfasste, ist das Energiewirtschaftsgesetz von 2005 auf 118 Paragraphen angewachsen und spiegelt damit die zunehmende Komplexität der Regulierungsvorschriften wider. Im Zentrum der neuen Regelungen steht die Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte. Weitere Kernpunkte der Novelle betreffen die Vorgaben zur Entflechtung von Netzbetrieb und Handel, zum Netzbetrieb selbst und zu den übrigen elektrizitäts- und gaswirtschaftlichen Aktivitäten.[23] Am 13. Juli 2005 trat das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft.

2.2 Der Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes

22. Der Gesetzgeber formuliert in § 1 Abs. 1 EnWG die allgemeinen, als unverzichtbar und gleichrangig erachteten Zwecke des Energiewirtschaftsrechts, die dem Interesse der Allgemeinheit dienen sollen. Der Zielkatalog wurde im Rahmen der grundlegenden Neuerungen des EnWG im Jahr 2005 von drei auf fünf Ziele erweitert und lautet wie folgt: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.“ Ziel der in den Teilen 2 und 3 des EnWG enthaltenen Regulierungs- und Entflechtungsvorschriften ist gemäß § 1 Satz 2 EnWG die „Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und die Sicherstellung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“ Darüber hinaus soll durch die Gesetzesnovellierung die Umsetzung und Durchführung des europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebunden Energieversorgung erfolgen (§ 1 Satz 3 EnWG). Nachfolgend werden die oben genannten Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG im Einzelnen erläutert.

2.2.1 Sichere Energieversorgung

23. Das Ziel „sichere Energieversorgung“ war bereits Bestandteil des Zielkatalogs des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935. In der Begründung zur ersten Reform des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 macht der Gesetzgeber deutlich, dass er Sicherheit in zweifacher Hinsicht versteht: „Sicherheit bedeutet zunächst eine mengenmäßig ausreichende Versorgung der Abnehmer. Es muß soviel Elektrizität und Gas bereitgestellt werden, daß auch der Spitzenbedarf jederzeit gedeckt werden kann. Sicherheit umfaßt aber auch die technische Sicherheit der Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsanlagen und bedeutet insofern Ungefährlichkeit dieser Anlagen für Menschen und Sachen.“ Der Gesetzgeber hat das Ziel „technische Sicherheit von Energieanlagen“ in § 49 EnWG und in Rechtsverordnungen konkretisiert, die bereits zu früherem Recht ergangen sind. Hierbei wird jedoch in Anlehnung an die allgemein anerkannten Regeln der Technik nur ein Mindestniveau eingefordert. Neben den Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes können auch andere Vorschriften des technischen Sicherheitsrechts Einfluss auf die Sicherheit haben (z. B. das Geräte- und Produktsicherheitsgesetz). Regelungen, die die Versorgungssicherheit der Verbraucher gewährleisten sollen, finden sich insbesondere in den §§ 50 bis 53 EnWG.

---

[20] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 14 ff.

[21] Vgl. ebenda, Tz. 21.

[22] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. EU Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 37 sowie Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. EU Nr. 176 vom 15. Juli 2003, S. 57.

[23] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 25 ff.

2.2.2 Preisgünstige Energieversorgung

24. Auch das Ziel „preisgünstige Energieversorgung“ fand bereits im Energiewirtschaftsgesetz von 1935 seinen Niederschlag. In der Begründung zur ersten Reform des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1998 sieht der Gesetzgeber das Ziel Preisgünstigkeit bei einer „Versorgung mit Elektrizität und Gas zu Wettbewerbspreisen, ersatzweise zu möglichst geringen Kosten“ als erfüllt an. „Dies setzt voraus, daß die Versorgung rationell, effizient und kostensparend durchgeführt wird. Ziel sind möglichst günstige Strom- und Gaspreise, durch die der Wirtschaftsstandort Deutschland und damit die Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft insgesamt gestärkt wird.“ Die Monopolkommission begrüßt generell die Orientierung an Wettbewerbspreisen, da ein funktionsfähiger Wettbewerb auf einem Markt impliziert, dass zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten produziert wird. Insofern sollten „möglichst geringe Kosten“ als eigenständiges Ziel nur dann angestrebt werden, wenn der Wettbewerb auf dem jeweiligen Markt dauerhaft marktstrukturell unterdrückt ist. Dies ist im Bereich der Energieübertragungs- und -verteilnetze der Fall.

25. Die Netzebene ist als natürliches Monopol einer Ex-ante-Regulierung von Netzentgelten und sonstigen Netzzugangsmodalitäten unterworfen, wodurch die Netzentgelte und Netzzugangsmodalitäten nicht im Wettbewerb gebildet werden und somit keine Wettbewerbskonditionen darstellen können. Die Genehmigung der Netzentgelte findet aktuell auf Basis einer Kostenkontrolle statt, deren Vorgehen in § 21 Abs. 2 EnWG geregelt ist. Hier heißt es: „Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 EnWG nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“ Der Gesetzgeber strebt durch diese Formulierung das Ziel „möglichst geringe Kosten“ an. Darüber hinaus ist er zusätzlich bestrebt, Effizienz- und Wettbewerbsaspekte aufzugreifen. Dieses Vorhaben kann im Rahmen einer Ist-Kosten-basierten Entgeltregulierung nur schwer gelingen. Eine größere Chance, Effizienz- und Wettbewerbsaspekten in zunehmendem Maße gerecht zu werden, stellt die Anreizregulierung dar, welche die Kostenregulierung ab 1. Januar 2009 ablösen wird.

26. Das allgemeine Ziel „Preisgünstigkeit der Energieversorgung“ lässt sich nicht alleine durch die erfolgreiche Anwendung des Regulierungsinstrumentariums erreichen. Im Elektrizitätssektor beträgt der Anteil der Netzentgelte am durchschnittlichen Preis eines Drei-Personen-Haushaltes pro Kilowattstunde etwa 35 Prozent. Neben den staatlichen Steuern und Abgaben wird der Endkundenpreis maßgeblich von der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbes auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Märkten beeinflusst. Die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes wirken sich zwar auch auf diese Märkte aus. So haben die Netzanschluss- und Netzzugangsmodalitäten zu den Energieversorgungsnetzen, die in den Abschnitten 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes geregelt werden, Auswirkungen auf den Markteintritt potentieller Wettbewerber. Darüber hinaus werden auch die Wettbewerbsbedingungen der aktuellen Wettbewerber von diesen Modalitäten beeinflusst. Jedoch gibt es neben den Regelungen im Energiewirtschaftgesetz weitere bedeutende Einflussfaktoren auf die wettbewerbliche Ausgangssituation der Märkte, die der Netzebene vor- und nachgelagert sind. Zu nennen sind insbesondere der allgemeine wettbewerbliche Ordnungsrahmen (GWB), das Ausmaß der Anbieterkonzentration und die Bedeutung der Marktzutrittschranken auf den jeweiligen Märkten.

27. Obwohl sich Märkte, die der Netzebene vor- bzw. nachgelagert sind, nicht durch die Tendenzen zu einem natürlichen Monopol auszeichnen, hat sich der Wettbewerb hier noch nicht in vollem Umfang entfaltet. Insbesondere die Erzeugerebenen sind, sowohl auf dem Elektrizitäts- als auch auf dem Gasmarkt, durch eine hohe Anbieterkonzentration gekennzeichnet. Bei der derzeitigen vermachteten Marktstruktur, die gleichzeitig durch hohe Marktzutrittschranken verfestigt ist, werden Kostenersparnisse der Versorgungsunternehmen nicht bzw. nicht in vollem Umfang an die Verbraucher weitergegeben.

28. Auch im Bereich der Versorgung der Letztverbraucher mit Elektrizität sah der Gesetzgeber noch bis Juli 2007 regulatorischen Handlungsbedarf. Die Preise für Tarifkunden wurden von den zuständigen Landesaufsichtsbehörden nur genehmigt, wenn das jeweilige Versorgungsunternehmen gemäß § 12 Abs. 2 BTOElt[24] nachweisen konnte, „daß entsprechende Preise in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind.“ Tatsächlich wurde aufgrund der begrenzten Personalausstattung in den Landeskartellbehörden nicht sachgerecht überprüft, inwieweit die beantragten Kosten den Kosten einer rationellen Betriebsführung entsprechen.[25] Vielmehr kam es zu einem Vergleich einzelner auffälliger Kostenpositionen mit länderspezifischen Durchschnittswerten für die jeweilige Kostenposition. Dabei wurden nur größere Kostenabweichungen angemahnt und die damit in Verbindung stehenden Entgeltanträge entsprechend gekürzt. Diese kostenzuschlagsorientierte Preisbildung auf Basis vergangenheitsbezogener Ist-Kosten der Versorgungsunternehmen verfehlte das Ziel einer wettbewerblichen Preisbildung und konnte sich lediglich an dem Ziel „möglichst geringe Kosten“ orientieren, was zu dem nachfolgend skizzierten Problem führte. Seit Mitte des Jahres 1999 war es den Tarifkunden

---

[24] Bundestarifordnung Elektrizität vom 18. Dezember 1989, BGBl. I S. 2255.

[25] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1247.

in vielen Regionen möglich, zwischen unterschiedlichen Angeboten zu wählen: den allgemeinen, genehmigungspflichtigen Tarifen des ortsansässigen Energieversorgungsunternehmens, den Sondertarifen des ortsansässigen Energieversorgungsunternehmens und den nicht genehmigten Tarifen alternativer Energieanbieter. Die nicht genehmigten Tarife der Newcomer lagen dabei häufig bis zu 20 Prozent unter den genehmigten Tarifen. Dies zeigt, dass eine ausschließliche Orientierung an den Kosten zu vergleichsweise höheren Preisen führt und somit dem Ziel der Preisgünstigkeit nicht in vollem Umfang gerecht wird.

29. Den Folgen der vermachteten Marktstrukturen auf den Märkten, die der Netzebene vor- oder nachgelagert sind, versucht der Gesetzgeber mit einem eigens dafür geschaffenen Energieparagraphen in der Missbrauchsaufsicht (§ 29 GWB) im Rahmen der jüngsten GWB-Novelle zu begegnen.[26] Durch § 29 Satz 1 Nr. 1 GWB rücken Vergleiche der Preise einzelner Energieversorgungsunternehmen stärker in den Vordergrund. Diese Vergleichspreise zumeist marktbeherrschender Unternehmen stellen keine Wettbewerbspreise dar. Sie liegen in der Regel über dem Wettbewerbspreisniveau, wodurch das Ziel, „Wettbewerbspreise zu erreichen", verfehlt wird. Zusätzlich ist es den Kartellbehörden mit dem neuen Energieparagraphen möglich, einen missbräuchlich überhöhten Preis auf Basis einer unangemessenen Überschreitung der Kosten (Gewinnbegrenzungskonzept) nachzuweisen. Bei Anwendung des Gewinnbegrenzungskonzeptes lässt sich wiederum lediglich das Ersatzziel „möglichst geringe Kosten" fokussieren.

2.2.3 Verbraucherfreundliche Energieversorgung

30. Erstmalig in den Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes von 2005 aufgenommen wurde das Ziel „verbraucherfreundliche Energieversorgung". Mit der Aufnahme dieses Zieles in den Zielkatalog setzt der Gesetzgeber ebenfalls europäisches Gemeinschaftsrecht in nationales Recht um. Die Mitgliedstaaten werden in Artikel 3 Abs. 5 der Richtlinie 2003/54/EG und Artikel 3 Abs. 3 2003/55/EG dazu verpflichtet, ein hohes Verbraucherschutzniveau zu gewährleisten. Hierbei sind drei Punkte besonders hervorgehoben:

– Transparenz der allgemeinen Vertragsbedingungen,
– allgemeine Informationen,
– Streitbeilegungsverfahren.

Darüber hinaus werden in Artikel 3 Abs. 5 der Richtlinie 2003/54/EG und Artikel 3 Abs. 3 der Richtlinie 2003/55/EG geeignete Maßnahmen zum Schutz von Endkunden, Verbrauchern, zugelassenen Kunden und insbesondere Haushaltskunden aufgeführt, die

– den angemessenen Schutz einschließlich Maßnahmen zur Vermeidung des Versorgungsausschlusses,
– den Schutz von Endkunden in abgelegenen Gebieten,
– die Wechselmöglichkeiten zugelassener Kunden[27] zu neuen Lieferanten und
– die Sicherstellung der Vorgaben des Anhangs A zu den Richtlinien (beinhaltet allgemeine Vertragsinformationen)

umfassen. Diese Einzelmaßnahmen des europäischen Maßnahmenkatalogs fasst der Gesetzgeber mit dem Ziel „Verbraucherfreundlichkeit" zusammen. Zur Erfüllung der europäischen Vorgaben tragen die Regelungen in Teil 4 („Energielieferung an Letztverbraucher", §§ 36 bis 42) des Energiewirtschaftsgesetzes bei. So verpflichtet § 42 EnWG („Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnung") die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Letztverbrauchern präzise Informationen über die eingesetzten Primärenergieträger zu geben. Darüber hinaus werden die Unternehmen durch § 42 Abs. 6 EnWG zusätzlich dazu verpflichtet, die Entgelte für den Netzzugang gesondert auszuweisen. Die hierdurch hervorgerufene Erhöhung des Informationsstandes der Verbraucher kann diesen die Wahl des Elektrizitätsversorgungsunternehmens erleichtern.

2.2.4 Effiziente Energieversorgung

31. Eine weitere Neuaufnahme in den Zielkatalog stellt das Ziel der „effizienten Energieversorgung" dar. Das Effizienzziel war nicht Bestandteil des Regierungsentwurfes. Es wurde erst auf Antrag des Wirtschaftsausschusses in den Zielkatalog aufgenommen und wie folgt begründet: „Darüber hinaus soll durch die weitere Ergänzung klargestellt werden, dass die Effizienz der Energieversorgung, insbesondere auch die Kosteneffizienz der Energieversorgungsnetze, ebenfalls Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes ist, das zur Erreichung dieses Zwecks um eine Reihe von Regelungen zur Effizienz der leitungsgebundenen Energieversorgung ergänzt worden ist."[28] In der Begründung wird zu der erstmalig aufgenommenen Definition des § 3 Ziff. 15a EnWG (Energieeffizienzmaßnahmen) und zu § 14 Abs. 2 EnWG Bezug genommen. Energieeffizienzmaßnahmen werden in § 3 Ziff. 15a EnWG definiert als „Maßnahmen zur Verbesserung des Verhältnisses zwischen Energieaufwand und damit erzieltem Ergebnis im Bereich von Energieumwandlung, Energietransport und Energienutzung". Gemäß § 14 Abs. 2 Satz 1 EnWG haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen bei ihrer Planung die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie von dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Das Ziel Energieeffizienz wird darüber hinaus auch in § 53 EnWG berücksichtigt, der die Ausschreibungen neuer Energieerzeugungskapazitäten für den Elektrizi-

[26] Vgl. Monopolkommission, Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel?, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 1 ff.

[27] Zugelassene Kunden sind Kunden, denen es gemäß Artikel 21 Abs. 1 der Richtlinie 2003/54/EG freisteht, Elektrizität von den Lieferanten ihrer Wahl zu kaufen. Seit dem 1. Juli 2007 sind dies alle Kunden.

[28] Vgl. Bundestagsdrucksache 15/5268 vom 13. April 2005, S. 116.

tätsbereich regelt. Mit der Aufnahme des Effizienzzieles kommt der Gesetzgeber auch hier den europäischen Vorgaben nach, die in Artikel 3 Abs. 2 der Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG geäußert werden. Neben der Kosteneffizienz wird insbesondere die Effizienz beim Einsatz der Primärenergieträger verstanden.

2.2.5 Umweltverträgliche Energieversorgung

32. Das Ziel „Umweltverträglichkeit" wurde bereits im Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 aufgenommen. Gemäß § 3 Ziff. 33 des aktuellen Energiewirtschaftsgesetzes von 2005 ist Umweltverträglichkeit erfüllt, wenn „die Energieversorgung den Erfordernissen eines nachhaltigen, insbesondere rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird, der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu".

33. Umweltverträglichkeit sieht der Gesetzgeber somit nicht als generelles Verbot, die Umwelt als Aufnahmemedium für Emissionen, die bei der Energieproduktion als Kuppelprodukt anfallen, zu nutzen. Er ist sich bewusst, dass die Produktion von Gütern und teilweise auch die Dienstleistungserbringung zu einer Minderung der Umweltqualität führt und so der Status quo nicht konstant gehalten werden kann. Vor diesem Hintergrund wird der Umweltschutz nicht als Jedermann-Abwehrrecht ausgestaltet, sondern muss „als ein ständig sich erneuernder Prozess verstanden werden, bei dem das Ziel nur langfristig, schrittweise und niemals vollständig erreicht werden kann."[29]

34. Das Umweltziel steht im Einklang mit dem Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen des Menschen, der in § 20a des Grundgesetzes (GG) verankert ist. Ferner wurde mit der Aufnahme des Umweltschutzzieles in den Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes das europäische Gemeinschaftsrecht auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieerzeugung in nationales Recht umgesetzt.[30]

35. Dem Ziel der „Umweltverträglichkeit" dienen im Energiewirtschaftsgesetz die Regelungen zur Stromkennzeichnungspflicht. Die Elektrizitätsunternehmen werden in § 42 Abs. 1 EnWG verpflichtet, „in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher und in an diese gerichtetem Werbematerial für den Verkauf von Elektrizität" den Anteil der einzelnen Energieträger an dem Gesamtenergiemix und Informationen über die Umweltauswirkungen „zumindest in Bezug auf Kohlendioxidemissionen (CO_2-Emissionen)" anzugeben. Mit dieser Verpflichtung wird das homogene Gut „elektrische Energie" heterogenisiert, wodurch dem Umweltbewusstsein der Letztverbraucher entgegengekommen wird. In § 42 Abs. 2 EnWG werden die Elektrizitätsunternehmen zusätzlich dazu verpflichtet, die Angaben des eigenen Energiemixes um die Angaben entsprechender Durchschnittswerte der Stromerzeugung in Deutschland zu ergänzen. Diese Gegenüberstellung der Energiemixe macht es dem Nachfrager leichter einzuordnen, wie umweltfreundlich der eigene Elektrizitätslieferant im Vergleich zu dem Durchschnitt der deutschen Elektrizitätsunternehmen ist.

36. Darüber hinaus enthält das Energierecht zusätzliche Gesetze und Verordnungen, die dem Ziel der Umweltverträglichkeit dienen. Zu nennen sind hier insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)[31] und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)[32]. In den Zugangsverordnungen zu Elektrizitäts- und Gasnetzen sind ebenfalls Vorschriften enthalten, durch die der Vorrang regenerativer Energieträger festgelegt wird.

2.2.6 Zielbeziehungen

37. Nicht zwischen allen Zielen, die im Energiewirtschaftsgesetz von 2005 formuliert sind, existiert eine neutrale oder gar harmonische Zielbeziehung. Vielmehr können die Ziele miteinander kollidieren und müssen im Einzelfall im Rahmen der Auslegung gegeneinander abgewogen werden (praktische Konkordanz). Die Gefahr von Zielkonflikten wurde bereits bei der ersten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 gesehen, wobei der Gesetzgeber versuchte, ihr wie folgt zu begegnen: „Um Zielkonflikte zu vermeiden, fordert das Gesetz eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität und Gas. Verlangt wird also lediglich ein unter Berücksichtigung von Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit vertretbares Maß an Versorgungssicherheit. Das Ziel Preisgünstigkeit rechtfertigt seinerseits keine Beeinträchtigung von Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Vielmehr geht es um eine möglichst sichere und umweltverträgliche Elektrizitäts- und Gasversorgung zu den geringstmöglichen Kosten und damit zu möglichst günstigen Preisen. Auch die Anforderungen an die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung müssen unter Berücksichtigung der Ziele Sicherheit und Preisgünstigkeit bestimmt werden."[33]

38. Es ist unmittelbar zu erkennen, dass in kurzer Frist ein Zielkonflikt zwischen einer sicheren und einer kosten- bzw. preisgünstigen Energieversorgung entstehen kann. Investitionen in die Sicherheit von Energieversorgungsanlagen und -netzen verursachen in der Regel zusätzliche Kosten. Einem Netzbetreiber ist es im Rahmen der aktuell praktizierten Kostenregulierung möglich, die getätigten Investitionen in die Netzsicherheit über die Netzentgelte an den Letzverbraucher weiterzugeben. Mit den Netzentgelten steigt der Endkundenpreis, was mit dem Ziel „preisgünstige Energieversorgung" kollidiert. Auch auf den Märkten, die der Netzebene vor- oder nachgela-

[29] Vgl. Salje, P., Energiewirtschaftsgesetz – Kommentar, Köln, Berlin, München 2006, § 1, Rn. 21.

[30] Vgl. Artikel 3 Abs. 7 der Richtlinie 2003/54/EG, Artikel 3 Abs. 4 der Richtlinie 2003/55/EG.

[31] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2004, BGBl. I S. 1918,

[32] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002, BGBL. I S. 1092.

[33] Vgl. Bundestagsdrucksache 13/7274 vom 23. März 1997, S. 14.

gert sind, wird es den Unternehmen in der Regel gelingen, die mit den Sicherheitsinvestitionen in Verbindung stehenden Kosten über die Preise an die Nachfrager zu überwälzen.

39. Mittel- bis langfristig können die beiden Ziele auch in einer harmonischen Zielbeziehung stehen. So lässt sich annehmen, dass nicht getätigte, aber notwendige Investitionen in Sicherheit von Netzen und Kraftwerken zu größeren Schäden führen, die wiederum einen Anstieg der Energiepreise zur Folge haben. In diesem Fall verursachen Präventionsmaßnahmen im Vergleich zu Maßnahmen, die zur Behebung bzw. Begrenzung eines einmal entstandenen Schadens dienen, geringere Kosten.

40. Zwischen den Zielen „preisgünstige Energieversorgung" und „Umweltverträglichkeit" kann ebenfalls ein Zielkonflikt auftreten. Bei sinkenden Preisen (Verfolgung des Zieles „Preisgünstigkeit") und normal verlaufender Nachfragefunktion steigt die Nachfrage nach Energie. Ein Nachfrageanstieg nach Energie hat in der Regel Emissionen zur Folge, durch die die Umwelt belastet und der Zielerreichungsgrad des Zieles „Umweltverträglichkeit" gemindert wird. Darüber hinaus verursacht die Energieproduktion mit umweltverträglichen, regenerativen Energieträgern momentan vergleichsweise höhere direkte Kosten pro Verbrauchseinheit, als das bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist. Ein vermehrter Einsatz regenerativer Energieträger führt bei ausschließlicher Betrachtung der direkten Energiekosten, bei gegebenem Stand der Technik, bei gegebener Wettbewerbssituation auf dem Energiemarkt sowie bei gegebener Preiselastizität der Nachfrage zu einem Preisanstieg und somit auf den ersten Blick zur Verletzung des Zieles „Preisgünstigkeit". Zukünftig kann jedoch durch technischen Fortschritt eine ebenso günstige bzw. eine günstigere Energieerzeugung mit umweltfreundlichen Energieträgern möglich werden.

41. Darüber hinaus bleiben bei einem Vergleich der direkten Energieerzeugungskosten mögliche negative externe Effekte der Energieproduktion wie CO_2-Emissionen unbeachtet. Der Energieproduzent als Verursacher der externen Effekte berücksichtigt die hierdurch hervorgerufenen Kosten in seinem ökonomischen Kalkül nicht. Privatpersonen als Hauptleidtragende des CO_2-Austoßes besitzen keine Eigentumsrechte an dem Gut „Umwelt", die sie zu vertretbaren Kosten durchsetzen können. Deshalb ist es ihnen nicht möglich, den Schadstoff emittierenden Erzeuger von der Nutzung des Gutes „Umwelt" auszuschließen bzw. diesen durch Schadensersatzforderungen zur Verminderung bzw. Vermeidung des Schadstoffausstoßes zu bewegen.

Die Internalisierung der skizzierten negativen externen Effekte wird somit zur staatlichen Aufgabe. Für die staatlichen Entscheidungsträger sind die externen Effekte zu identifizieren und als externe Kosten zu quantifizieren (Monetarisierung von Umweltschäden). In diesem Zusammenhang ist auch der relevante Betrachtungszeitraum für die Umweltverträglichkeitsprüfung der Energieproduktion festzulegen. Die hiermit einhergehenden Probleme lassen sich anschaulich anhand eines Kernkraftwerkes erläutern, das bei der Erzeugung von Elektrizität als Grundlastkraftwerk dient. Stellt z. B. der durchschnittliche CO_2-Ausstoß pro erzeugter Kilowattstunde Strom im Verlaufe des Kraftwerkslebenszyklus den Maßstab für die Umweltverträglichkeit dar, so ist ein Kernkraftwerk vergleichsweise umweltverträglicher als Kohle-, Erdöl- und Gaskraftwerke. Wird im Rahmen der Prüfung zusätzlich der radioaktive Abfall der Kernkraftwerke betrachtet, ist der relative Vorteil der Kernkraftwerke nicht mehr eindeutig. Es kommt nun darauf an, wie die jeweiligen negativen externen Effekte quantifiziert werden, wobei diese Bewertung auch durch das subjektive Empfinden und den jeweiligen Informationsstand des Entscheidungsträgers beeinflusst wird. Nur die so erfolgte Monetarisierung der Umweltschäden ermöglicht es, eine Entscheidung darüber zu treffen, ob und in welchem Maß die umweltschädlichen Wirkungen zugelassen werden sollen. Nachdem das als maximal zulässig erachtete Schadensniveau festgelegt ist, sind geeignete wirtschaftspolitische Instrumente einzusetzen, mit deren Hilfe eine Überschreitung des maximalen Schadensniveaus verhindert werden können. Gelingt es, die externen Kosten den Kraftwerksbetreibern als Verursachern anzulasten, kann dies – je nach monetärer Bewertung des externen Effektes – eine Zielharmonie zwischen einer preisgünstigen Energieversorgung und dem Ziel „Umweltverträglichkeit" hervorrufen.

42. Ferner kann ein Zielkonflikt zwischen den Zielen „Umweltverträglichkeit" und „Sicherheit" auftreten. So wird durch den Betrieb von Windkraftanlagen der CO_2-Ausstoß vermieden, jedoch ist die Versorgungssicherheit der Verbraucher mit Elektrizität durch den ausschließlichen Betrieb von Windkraftanlagen nicht gewährleistet. Da Elektrizität in großen Mengen nicht speicherbar ist, muss die elektrische Energie zeitgleich mit der Erzeugung verbraucht werden. Die Windstärke ist jedoch nicht beeinflussbar, so dass eine Windflaute größere Stromausfälle bis hin zum Zusammenbruch des gesamten Netzes zur Folge hätte.

43. Im Gegensatz zu den skizzierten Zielkonflikten harmonieren die beiden neu aufgenommen Ziele „Verbraucherfreundlichkeit" und „Energieeffizienz" über weite Strecken mit den jeweiligen anderen Zielen. So ist eine sichere Energieversorgung in der Regel verbraucherfreundlich, dies gilt ebenso für eine preisgünstige und umweltverträgliche Energieversorgung. Ebenfalls steht eine effiziente Energieversorgung nicht im Konflikt mit dem Ziel Verbraucherfreundlichkeit. Darüber hinaus führt eine effiziente Energieversorgung in der Regel zu geringeren Kosten und somit bei gegebenem Wettbewerb zu günstigeren Preisen. Auch zwischen den Zielen „effiziente und sichere Energieversorgung" besteht kein zwingender Widerspruch.

2.3 Aufgaben der Bundesnetzagentur

44. Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und dem damit verbundenen Übergang vom verhandelten zum regulierten Netzzugang wurde der Aufgabenumfang der ehemaligen Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post ausgeweitet und eine allgemeine Regulie-

rungsbehörde für Netzsektoren geschaffen. Der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen[34] kommen im Energiesektor Aufgaben der Regulierung bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas zu. Durch eine wirksame und diskriminierungsfreie Öffnung der Energieversorgungsnetze soll Wettbewerb auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Märkten ermöglicht werden.[35] Zur Verwirklichung dieses Zieles enthält das Energiewirtschaftsgesetz eine Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte aller auf dem deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt tätigen Netzbetreiber.[36]

45. Die Bundesnetzagentur nimmt nach § 54 Abs. 2 EnWG im Wesentlichen die Aufgaben der Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs nach § 20 EnWG, der Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang nach § 23a EnWG, der Entwicklung und Anwendung einer Anreizregulierung gemäß § 112a i. V. m. § 21a EnWG wahr. Hinzu kommen die Überwachung der Enflechtungsvorgaben nach § 6 Abs. 1 i.V.m. §§ 7 bis 10 EnWG zur Entbündelung von Netzbetrieb und Handel vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen, die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen nach den §§ 14 bis 16a EnWG und die Überwachung der Vorschriften zum Netzanschluss nach den §§ 17 und 18 EnWG. Darüber hinaus ist die Bundesnetzagentur befugt, Missbrauchsverfahren gegen auffällige Netzbetreiber von Amts wegen oder auf Antrag nach den §§ 30 und 31 EnWG durchzuführen. Weitere wichtige Aufgaben betreffen die Umsetzung der europäischen Vorgaben, insbesondere die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel, die Mitwirkung bei der Erarbeitung von Leitlinien zum Engpassmanagement, zur Bildung von Bilanzzonen und zum Speicherzugang sowie die Durchführung von Festlegungsverfahren zur Standardisierung von Prozessen. Zur Bewältigung der vielfältigen Aufgaben im Energiesektor verfügt die Bundesnetzagentur über eine dem Präsidium unterstellte Abteilung zu Energiefragen, die wiederum in zwölf Referate aufgeteilt ist. Die Beschlüsse der Regulierungsbehörde werden von vier unabhängigen Beschlusskammern, getrennt nach Elektrizitäts- und Gasmarkt sowie Netzzugang und Netzentgelt, getroffen.

46. Die Bundesnetzagentur wird nicht tätig, wenn das Elektrizitäts- und Gasverteilernetz des zu regulierenden Energienetzbetreibers weniger als 100 000 Kunden umfasst und sich das jeweilige Netz nicht über das Gebiet eines Bundeslandes erstreckt. In einem solchen Fall übernimmt die jeweilige Landesregulierungsbehörde die wesentlichen Aufgaben. Die Bundesländer haben allerdings nach § 54 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, die Bundesnetzagentur im Wege der Organleihe mit diesen Aufgaben zu beauftragen. Aufgrund der vorhandenen Sachkompetenz der Bundesnetzagentur und mangels eigener Ressourcen haben bislang die Bundesländer Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht. So hatte die Bundesnetzagentur im ersten Entgeltgenehmigungsverfahren im Elektrizitätsbereich etwa 250 Anträge und im Gasbereich weit über 200 Anträge zu überprüfen, wovon jeweils etwa 150 Verfahren im Zuge der Organleihe zu bewältigen waren. Die restlichen Anträge der etwa 900 Elektrizitäts- und 700 Gasnetzbetreiber wurden von den Landesregulierungsbehörden beschieden. Eine Abstimmung der Behörden über die Verfahrensweise zur Sicherstellung eines bundeseinheitlichen Vollzugs ist hier unabdingbar und soll nach § 60a Abs. 1 EnWG über einen Länderausschuss gewährleistet werden.

47. Der Bundesnetzagentur obliegen zudem vielfältige Monitoringaufgaben, die sich in ihrer Zielsetzung und in ihrem Adressatenkreis unterscheiden. Gemäß dem gesetzlichen Regelungsinhalt interpretiert die Behörde den Begriff des „Monitoring“ als eine Methode zur „Herstellung von Markttransparenz durch die Erhebung, Auswertung und zusammenfassende(n) Darstellung relevanter Daten der Marktteilnehmer auf den Elektrizitäts- und Gasmärkten in Deutschland“.[37] Zugleich dient die strukturierte Berichtspflicht der Überprüfung der Funktionsweise der Rechtsvorschriften.[38] In § 35 Abs. 1 Nr. 1 bis 12 EnWG sind die Monitoringaufgaben allgemein geregelt, wobei im Mittelpunkt die Feststellung der Marktverhältnisse und der Wettbewerbssituation vor dem Hintergrund der ökonomischen, rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft steht. Hierzu findet insbesondere das Verhalten der Produzenten, der Betreiber von Netz- und Speicheranlagen, der Händler und der Lieferanten des Elektrizitäts- und Gasmarktes Beachtung.[39] Die Ergebnisse der vielfältigen Berichtspflichten der Netzbetreiber über die geltenden Netzentgelte und deren Änderungen, die durchzuführende Schwachstellenanalyse und die Netzausbauplanung werden hierbei von der Bundesnetzagentur berücksichtigt. Außerdem wird die Wettbewerbsentwicklung bei der leitungsgebundenen Energieversorgung aus der Sicht der Industriekunden und der privaten Haushalte betrachtet. Die Ergebnisse des Monitorings werden gemäß § 63 Abs. 4 i.V.m. § 35 EnWG einmal jährlich veröffentlicht. Darüber hinaus ist die Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 5 EnWG dazu verpflichtet, der Europäischen Kommission bis zum Jahr

[34] Im Folgenden wird der Einheitlichkeit wegen, durchgängig die jetzt gültige Bezeichnung „Bundesnetzagentur“ für die Regulierungsbehörde verwendet, auch wenn sich die Ausführungen auf Vorgänge beziehen, die zeitlich vor der im Juli 2005 erfolgten Namensänderung einzuordnen sind. Zum Vorschlag der Monopolkommission zur Schaffung einer allgemeinen und bundesweiten Regulierungsinstitution für Netzsektoren vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 796 ff.

[35] Vgl. auch Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 1 und 47.

[36] Zur möglichen Ausnahme überregionaler Ferngasnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV vgl. Abschnitt 4.2.2.3.

[37] BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 7.

[38] Vgl. ebenda, S. 7. Siehe auch § 112 EnWG, wonach die Bundesnetzagentur der Bundesregierung jährlich zum 1. Juli 2007 einen Bericht über die Erfahrungen und die Ergebnisse der Regulierung vorzulegen hat (sog. Evaluierungsbericht).

[39] BNetzA, Datenerhebung für das Monitoring ab 21. März 2007, ABl. Nr. 6 vom 21. März 2007, S. 1039.

2009 jährlich jeweils bis zum 31. Juli einen Bericht über die Marktbeherrschung, die Verdrängungspraktiken und das wettbewerbsschädliche Verhalten der Marktteilnehmer im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland vorzulegen. Weiterhin sollen in diesem nationalen „Wettbewerbsbericht“ die Veränderungen der Eigentumsverhältnisse sowie die Darstellung konkreter Maßnahmen, die getroffen wurden, um die Verbindungskapazität und den Wettbewerb zu fördern, enthalten sein.

48. Vor dem Hintergrund der langfristig geplanten Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für leitungsgebundene Energie und der aktuellen wirtschaftspolitischen Diskussion über die Schaffung regionaler, unabhängiger Netzbetreiber auf europäischer Ebene ist die aktive Mitarbeit der Bundesnetzagentur an einzelnen Initiativen der Europäischen Kommission besonders zu erwähnen. Die Behörde ist sowohl Mitglied der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) als auch des Council of European Energy Regulators (CEER), in denen die Grundlagen für die wettbewerbspolitischen Initiativen auf europäischer Ebene erarbeitet werden. So wird mit der „Electricity Regional Initiative“ und der „Gas Regional Initiative“ versucht, länderübergreifende Elektrizitäts- und Gasmärkte zu entwickeln, indem bestehende, regionale Wettbewerbshemnisse dezentral abgebaut werden. Darüber hinaus kommt der Teilnahme der Bundesnetzagentur am „Florence Electricity Forum“ und am „Madrid Gas Forum“ besondere Bedeutung zu. Diese Foren werden zur Ausarbeitung von Leitlinien und einheitlichen Standards genutzt und dienen darüber hinaus dem Erfahrungsaustausch zwischen den nationalen Regulierungsbehörden, der EU-Kommission und den Branchenvertretern. Weiterhin setzt die Bundesnetzagentur die Beschlüsse des Pentalateralen Energieforums um, an dem die Bundesrepublik Deutschland teilnimmt. Ziel des Forums ist die Harmonisierung wesentlicher Bestandteile des Elektrizitätsmarktes, wie z. B. die Optimierung der Grenzkuppelkapazitäten und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, unter unmittelbarer Beteiligung der jeweiligen Regierungen, Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreiber.

49. Die Ex-post-Aufsicht über diejenigen Märkte, die den Netzen vor- und nachgelagert sind, obliegt weiterhin dem Bundeskartellamt und den Landeskartellbehörden. Ein Schwerpunkt ihrer Arbeit liegt dabei auf der ständigen Überprüfung des Preisbildungsprozesses auf der Großhandels- und Endkundenebene, der wettbewerblichen Aufsicht über die Erzeugungs- bzw. die Beschaffungsmärkte und den Vertrieb sowie auf der Fusionskontrolle.[40] Gemäß § 58 Abs. 3 EnWG haben die Regulierungs- und die Kartellbehörde auf eine einheitliche Auslegung des Energiewirtschaftsgesetzes hinzuwirken, so dass die Behörden im ständigen Kontakt zueinander stehen.

[40] Vgl. BKartA, Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2003/2004 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, Bundestagsdrucksache 15/5970 vom 22. Juli 2005, S. 31 und zu § 29 GWB-E Monopolkommission, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 1 ff.

3 Elektrizität

3.1 Die Nachfrage nach Elektrizität

3.1.1 Elektrizität als homogenes Gut

50. Betrachtet ein Nachfrager bei seiner Entscheidung über den Elektrizitätsbezug[41] lediglich den „Strom aus der Steckdose“, lässt er also die Herkunft des Stroms außer Acht, so stellt dieser ein homogenes Gut dar. Elektrizität wird den Endabnehmern mit derselben primären Qualität zur Verfügung gestellt, so dass sie – unabhängig von der zugrunde liegenden Produktionsmethode und den jeweiligen Anbietern – für den Betrieb elektrischer Geräte verwendet werden kann. Für die Nachfrager von „Strom aus der Steckdose“ ist es auch weitestgehend unerheblich, ob der von ihnen bezogene Strom direkt vom Erzeuger oder indirekt über Händler bzw. verschiedene Weiterverteiler an sie gelangt. Die Homogenität des Produktes „elektrische Energie aus der Steckdose“ hat zur Folge, dass der Strompreis die maßgebliche entscheidungsrelevante Größe ist, sofern eine bewusste Entscheidung über den Strombezug erfolgt. Ein entsprechender Nachfrager wird demnach – unter der Annahme, dass er die relevanten Preisinformationen zu akzeptablen Kosten erhalten kann – bei der Sondierung des Angebotes primär einen Preisvergleich vornehmen. Vor diesem Hintergrund weist das Gut „Strom“ bei einer ausschließlichen Betrachtung des Endproduktes „Strom aus der Steckdose“ die Eigenschaft eines Suchgutes auf, weil für den potentiellen Käufer lediglich das günstigste Angebot zu identifizieren ist.[42]

51. Misst ein Nachfrager im Rahmen seiner Kaufentscheidung auch der Herkunft des „Stroms aus der Steckdose“ Bedeutung bei, erhält Strom einen heterogenen Charakter. Hierbei könnte das Nutzenniveau unter anderem durch die Umweltverträglichkeit der Primärenergieträger, die zur Stromerzeugung dienen, sowie durch die Versorgungssicherheit beeinflusst werden. Das Gut „Strom“ besitzt durch die Einbeziehung der Umweltverträglichkeit bzw. Versorgungssicherheit Erfahrungs- und Vertrauenseigenschaften. Diese Eigenschaften können, wenn sie sehr stark ausgeprägt sind, Probleme für die Funktionsfähigkeit eines Marktes hervorrufen. Die Ursache liegt darin begründet, dass die Nachfrager von Elektrizität weniger Infomationen über Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit haben als die Anbieter (asymmetrisches Informationsverhältnis). Gelingt es den Nachfragern nicht, sich mit Hilfe durchsetzungsfähiger Garantiever-

[41] Die Begriffe Elektrizität, elektrische Energie und Strom werden im vorliegenden Gutachten synonym verwendet.

[42] Güter und Dienstleistungen lassen sich gemäß ihrer dominanten Eigenschaften differenzieren. Sucheigenschaften eines Gutes bzw. einer Dienstleistung kann der potentielle Nachfrager bereits vor dem Kauf herausfinden und bewerten. Erfahrungseigenschaften lassen sich erst im Rahmen des Ge- bzw. Verbrauchs eines Gutes bzw. während oder nach der Inanspruchnahme einer Dienstleistung beurteilen. Vertrauenseigenschaften eines Gutes bzw. einer Dienstleistung lassen sich von dem Nachfrager auch während des bzw. nach dem Gebrauch eines Gutes bzw. der Inanspruchnahme einer Dienstleistung nicht oder nur schwer beurteilen, weil ihm das hierfür nötige Fachwissen fehlt und das abschließende Ergebnis sich oftmals erst nach einer gewissen Zeit einstellt. Vgl. Darby, M. R., Karny, E., Free Competition and the Optimal Amount of Fraud, in: Journal of Law and Economics. Vol. 16, 1973, S. 67–86.

träge gegen mindere Qualität (z. B. Kraftwerksausfälle, defekte Leitungen, Umweltschäden) abzusichern, so kann es zu ineffizienten Ergebnissen kommen.[43]

52. Der Gefahr von asymmetrischen Informationen lässt sich durch Mindeststandards[44] sowie Informations- und Transparenzvorschriften begegnen. Vor dem skizzierten Hintergrund sind die Vorschriften im Energiewirtschaftsgesetz, die der sicheren Energieversorgung dienen und um weitere Vorschriften des technischen Sicherheitsrechts ergänzt werden, sowie die Vorschriften zur Informationspflicht der Energieversorger gegenüber den Verbrauchern prinzipiell zu begrüßen. Ähnliche Auswirkungen können auch die Vorschriften und Gesetze im Energierecht haben, die dem Ziel der umweltfreundlichen Energieversorgung dienen. Dies gilt jedoch unter der Voraussetzung, dass die normativ festgelegte Höhe an Sicherheit und Umweltqualität, die durch diese Vorgaben und den Einsatz anderer wirtschaftspolitischer Instrumente angestrebt wird, das volkswirtschaftlich erwünschte Niveau darstellt und durch die eingesetzten Instrumente erreicht werden kann.[45]

53. Mit der zusätzlichen Verbraucherinformation, die als Folge der Stromkennzeichnungspflicht (§ 42 EnWG) vorliegt, soll über die Sensibilisierung der Nachfrager für umweltfreundliche Energieträger eine Heterogeniserung des homogenen Gutes „Strom“ erreicht werden. Zwar hat diese Maßnahme bereits dazu beigetragen, dass Strom, der unter Einsatz erneuerbarer Energieträger produziert wird, deutlich beliebter ist als Strom, der durch den Einsatz herkömmlicher Energieträger entsteht.[46] Die Sympathiebekundungen haben sich jedoch nur bedingt auf das tatsächliche Nachfrageverhalten ausgewirkt. Obwohl der Anteil des Stroms aus regenerativen Energieträgern an der gesamten inländischen Bruttostromerzeugung im Zeitraum von 1991 bis 2006 um etwa das Vierfache gestiegen ist, spiegelt er mit 10,8 Prozent nicht die angegebenen Sympathiewerte wieder.[47] Die primäre Ursache stellen die vergleichsweise höheren Preise für Strom, der unter Einsatz regenerativer Energieträger produziert wird, dar.[48] Im Übrigen sind der Heterogenisierung auch deshalb Grenzen gesetzt, weil sie sich naturgemäß nicht auf das Produkt Strom als solches, sondern nur auf den Produktionsprozess beziehen kann, der für die Verbraucher nur glaubhaft, aber nicht erfahrbar zu machen ist.

3.1.2 Wechselbereitschaft und Preiselastizität

54. Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass der Preis trotz der zur Verfügung stehenden Informationen auch weiterhin die dominante Einflussgröße bei der erstmaligen oder erneuten Wahl des Stromlieferanten ist.[49] Die Preissensibilität ist jedoch bei den verschiedenen Nachfragegruppen unterschiedlich stark ausgeprägt, was sich am zögerlichen Wechselverhalten der Nachfrager zeigt. So wechselten nach Angaben der Bundesnetzagentur im Jahr 2006 trotz teilweise signifikanter Preisunterschiede nur 2,3 Prozent der Endverbraucher aus der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe“ ihren Stromlieferanten. Bei „großen und sehr großen Industriekunden“ lag die Wechselquote bei 13,5 Prozent.[50]

55. Die noch immer niedrige Wechselquote der Haushaltskunden hat mehrere Gründe. Bedeutende Ursachen für den ausbleibenden Wechsel stellen Informationsdefizite und habitualisiertes Verhalten dar. So fällt es z. B. leichter, zu einem günstigeren Tarif des vertrauten Lieferanten zu wechseln als zu einem neuen Anbieter. Einige

[43] Vgl. Akerlof, G., The Market for 'Lemons': Quality Uncertainty and the Market Mechanism, in: Quarterly Journal of Economics, Vol. 84, 1970, S. 488–500.

[44] Vgl. hierzu ausführlich Leland, H. E., Quacks, Lemons and Licensing: A Theory of Minimum Quality Standards, in: Journal of Political Economy, Vol. 87, 1979, S. 1328–1346.

[45] Es ist jedoch hinlänglich bekannt, dass der Staat das volkswirtschaftlich gewünschte Niveau nur näherungsweise bestimmen kann und dass es sich hierbei generell um eine subjektive Bewertung handelt. Auch die eingesetzten wirtschaftspolitischen Instrumente stellen im Vergleich zu einem funktionierenden Marktmechanismus immer nur eine Second-Best-Lösung dar.

[46] Vgl. Forsa, Meinungen zu erneuerbaren Energien, 29. April 2005, URL: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/aktuell/doc/35408.php (Stand 3. Juni 2007).

[47] Der Wert gibt den Anteil der Primärenergieträger Windkraft, Wasserkraft (regenerativer Anteil), Biomasse und Photovoltaik an der gesamten Bruttostromerzeugung im Jahr 2006 in Deutschland wieder. Vgl. eigene Berechnungen auf Basis der Daten des BMWI vom 22. Februar 2007, URL: http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180894.html (Stand 24. Mai 2007). Nach Angaben des VDEW lag der Anteil der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien im Jahr 2006 sogar bei 12 Prozent. Im Vergleich zu 2005 nahm die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Primärenergieträger um 15 Prozent zu. Der Anteil von Anlagen, welche die erneuerbaren Energieträger Wind und Wasser nutzten, lag bei 77 Prozent aller Anlagen mit regenerativen Primärenergieträgern. Vgl. VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a. M. 2007, S. 6.

[48] Bei einer direkten Abfrage der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager gaben 60 bis 70 Prozent der Befragten an, dass sie bereit seien, für Strom aus regenerativen Energiequellen einen höheren Strompreis zu zahlen. Die Marktanteilswerte machen deutlich, dass zwischen einer Behauptung (der Präferenzbekundung) und dem tatsächlichen Verhalten große Unterschiede liegen. Vgl. Bollheimer, T., Lüers, T., Koberstein, J., Credo, F., Die Conjoint-Methodik zur Analyse von Präferenzen, Zahlungsbereitschaften und Wechselverhalten im Privatkundenmarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 56, 2006, S. 30.

[49] Das Wechselverhalten privater Stromnachfrager wurde von den Autoren Bollheimer, Lüers, Koberstein und Credo mit Hilfe einer Conjoint-Analyse untersucht. Sie kamen zu dem Ergebnis, dass der Anteil des Preises bei der Kaufentscheidung etwa 32 Prozent beträgt, wodurch der Preis zum maßgeblichen Einflussfaktor wird. Sie weisen jedoch darauf hin, dass die Dominanz des Preises bei der Entscheidungsfindung bei weitem nicht so stark ist, wie dies allgemein angenommen werde. Weitere wichtige Einflussfaktoren sind neben dem Preis das Serviceangebot der Elektrizitätsunternehmen (18 Prozent) und der Anbietertyp (Bekanntheitsgrad und überregionale Präsenz des Elektrizitätsunternehmens, 17 Prozent). Die bei der Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger (Herkunft des Stroms) spielen hingegen mit 7 Prozent nur eine untergeordnete Rolle. Vgl. Bollheimer, T., Lüers, T., Koberstein, J., Credo, F., Bollheimer, T., Lüers, T., Koberstein, J., Credo, F., Die Conjoint-Methodik zur Analyse von Präferenzen, Zahlungsbereitschaften und Wechselverhalten im Privatkundenmarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 56, 2006, S. 30.

[50] Der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe“ werden alle Endkunden zugeordnet, die bis zu 50 MWh pro Jahr an Strom nachfragen. Die Kategorie „mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor“ umfasst Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 50 MWh bis zu 2 GWh pro Jahr. Der Kategorie „große und sehr große Industriekunden“ gehören alle Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 2 GWh an. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 72 f.

Stromanbieter machen sich dies durch das Angebot neuer Tarife zur Abwehr von Konkurrenten zunutze. Ferner sind sich manche Nachfrager von elektrischer Energie nicht bewusst, dass der Wechsel des Stromlieferanten überhaupt möglich ist. Andere haben zwar prinzipiell Kenntnis von den Wechselmöglichkeiten, sehen jedoch bei einem Wechsel die Versorgungssicherheit gefährdet oder glauben, dass der Wechsel kompliziert bzw. mit Unannehmlichkeiten verbunden ist. Das Vertrauen zu dem alteingesessenen Versorger ist noch immer sehr hoch, was unter anderem an dem Gewöhnungseffekt liegen dürfte: Die Verbraucher wissen, was sie erhalten. Es besteht bei privaten Verbrauchern oftmals keine Kenntnis darüber, dass die Stromversorgung gesetzlich sichergestellt ist und es im Rahmen des Anbieterwechsels nicht zu Versorgungsunterbrechungen kommen kann (§ 36 EnWG). Selbst wenn der neue Stromanbieter in Konkurs ginge, müsste das angestammte Versorgungsunternehmen wegen seines Grundversorgungsauftrages die Stromlieferung fortsetzen.

56. Ein weiterer Grund für die geringere Wechselbereitschaft der Haushaltskunden kann in dem als zu gering erachteten Einsparpotential bei einem Lieferantenwechsel liegen. Erwartet ein Stromnachfrager, dass sein Einsparpotential im Falle eines Lieferantenwechsels geringer ist als die ihm hierbei entstehenden Kosten (Wechselkosten), so bleibt der Wechsel aus.[51] Diese Einschätzung basiert auf der Annahme, dass die Preisspreizung der Angebote der alternativen Anbieter sehr gering ist. Liegt zusätzlich auch ein niedriger Stromverbrauch bei den jeweiligen Nachfragern vor, so kann das Einsparpotential als unerheblich empfunden werden.

57. Tatsächlich ist die Preisspreizung – unabhängig von der Bevölkerungsdichte – vergleichsweise groß. Das Einsparpotential, das ein Haushalt mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3 500 kWh (Stromverbrauch eines Durchschnittshaushalts) bei einem Wechsel vom angestammten Stromlieferanten realisieren kann, beträgt sowohl in Gebieten mit niedriger Besiedlungsdichte wie der Hallig Hooge als auch im dicht besiedelten Rhein-Main-Gebiet etwa 150 EUR pro Jahr. Es liegt bei etwa 20 Prozent des jährlichen Basispreises des lokalen Energieversorgers.[52] Der Aufwand, den ein internetaffiner Stromnachfrager für einen Anbieterwechsel betreiben müsste, ist sehr gering. Preisinformationen erhält er über diverse Tarifrechner im Internet. Hierbei wird eine Rangliste der günstigsten Anbieter in der jeweiligen Region erstellt. In vielen Fällen sind die gelisteten Anbieter mit einem Link unterlegt, so dass sich der potentielle Nachfrager direkt auf der Seite des Stromanbieters kundig machen kann. Häufig lässt sich auch der Wechselauftrag direkt auf der Seite des Tarifrechners anklicken und ausdrucken. Nach dem Ausfüllen des Auftrages ist dieser lediglich an den ausgewählten Anbieter zu senden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Wechselauftrag online zu erteilen. Das ist in vielen Fällen ebenfalls über einen Link auf der Seite des Tarifrechners möglich. Der Anbieterwechsel selbst ist kostenlos. Die Kündigungsfrist für den Stromliefervertrag im Rahmen der Grundversorgung beträgt gemäß § 20 StromGVV[53] einen Monat zum Ende des jeweiligen Kalendermonats.[54]

58. Eine weitere Ursache für die geringe Wechselquote bei den Haushaltskunden kann auch darin liegen, dass Strom kein Produkt darstellt, über das sich Nachfrager identifizieren oder von anderen Nachfragern abgrenzen können. Er steht stets den unterschiedlichen Nachfragern in derselben unmittelbar erkennbaren primären Qualität zur Verfügung. Die Wahrnehmung von Strom als Gut findet in vielen Fällen nicht statt, weil elektrische Energie lediglich dazu dient, den Betrieb von anderen Produkten wie Haushaltsgeräten, Stereoanlagen und Glühbirnen zu gewährleisten. Darüber hinaus ist der Anteil der Stromkosten am Gesamtbudget eines Haushaltes, z. B. im Vergleich zu den Mietkosten, gering. Die Mitglieder eines Haushaltes sind in der Regel bereits zum Zeitpunkt des Bezugs eines Hauses bzw. einer Wohnung mit Strom versorgt. Bevor sie ein elektrisches Gerät benutzen oder das Licht einschalten, müssen sie nicht die Entscheidung treffen, von welchem Anbieter sie Strom beziehen. Die Stromlieferung erfolgt zunächst automatisch durch den Grundversorger in der Region. Die Kontaktaufnahme zwischen Grundversorger und Nachfrager findet in der Regel erst dann statt, wenn die monatlichen Abschlagszahlungen festgelegt werden. Viele Nachfrager setzen sich bei dieser Gelegenheit unter anderem aus Trägheit nicht mit der Möglichkeit des Wechsels auseinander.

59. Bei „großen und sehr großen Industriekunden“ stellt die Stromrechnung hingegen einen erheblichen Kosten-

[51] Vgl. grundlegend zu Wechselkosten Klemperer, P., Markets with Consumer Switching Costs, in: The Quarterly Journal of Economics, Vol. 102, 1987, S. 375-394.

[52] Vgl. z.B. den Tarifrechner von Verivox unter Eingabe der Postleitzahlen und des jährlichen Stromverbrauchs von 3.500 kWh unter http://www.verivox.de (Stand 24. Mai 2007).

[53] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung) vom 26. Oktober 2006, BGBl. I S. 2391.

[54] „§ 20 Kündigung

(1)Der Grundversorgungsvertrag kann mit einer Frist von einem Monat auf das Ende eines Kalendermonats gekündigt werden. Bei einem Umzug ist der Kunde berechtigt, den Vertrag mit zweiwöchiger Frist auf das Ende eines Kalendermonats zu kündigen. Eine Kündigung durch den Grundversorger ist nur möglich, soweit eine Pflicht zur Grundversorgung nach § 36 Abs. 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht besteht.

(2)Die Kündigung bedarf der Textform. Der Grundversorger soll eine Kündigung des Kunden innerhalb einer Frist von zwei Wochen nach Eingang in Textform bestätigen.

(3) Der Grundversorger darf keine gesonderten Entgelte für den Fall einer Kündigung des Vertrages, insbesondere wegen eines Wechsels des Lieferanten, verlangen.“

Die StromGVV ist eine der vier Verordnungen, die die AVBEltV im November 2006 ablösten. Insbesondere der Wegfall der zwölfmonatigen Vertragsdauer für Erstverträge sollte den Verbrauchern den Wechsel der Anbieter erleichtern und somit den Wettbewerb im Bereich der Tarifkunden forcieren.

faktor dar. Darüber hinaus ist auch das Einsparpotential aufgrund des um ein Vielfaches größeren Stromverbrauches erheblich. So lassen sich von Großkunden in der Regel Mengenrabatte durchsetzen. Bei diesen Unternehmen ist es selbstverständlich, dass sie im Rahmen des Kostenmanagements die Strompreise vergleichen und über die Wechselmöglichkeiten aufgeklärt sind. Viele Großkunden treten selbst am Großhandelsmarkt als Nachfrager auf und verfügen sogar über eigene Energiemanagementabteilungen. Auch die skizzierten Gewöhnungseffekte im Hinblick auf den angestammten Stromlieferanten, wie sie bei den privaten Haushalten vorliegen, sind bei Großunternehmen vernachlässigbar gering. Dies erklärt die vergleichsweise höhere Wechselbereitschaft auf Seiten der großen Unternehmen. In vielen Fällen reagieren die bisherigen Stromlieferanten auf die Abwanderungswünsche von größeren Unternehmen, indem sie ihnen die Möglichkeit anbieten, in einen günstigeren Tarif zu wechseln. Auch diese Möglichkeit wird vermehrt von den Geschäftskunden wahrgenommen.

60. Insbesondere Haushaltskunden haben kurzfristig nur sehr begrenzte Möglichkeiten, ihre Nachfrage nach Strom an branchenweit steigende Preise anzupassen, da z. B. Haushaltsgeräte wie Kühlschränke, Herde, Waschmaschinen auch weiterhin gebraucht werden und es kein Substitut zu elektrischer Energie gibt. Es bestünde die Möglichkeit, kurzfristig Geräte nicht mehr zu nutzen, z. B. die Stereoanlage auszuschalten, das Fernsehen zu unterlassen oder den Kühlschrank im Winter abzuschalten. Diese Alternative scheint jedoch aufgrund des geringen Anteils der Stromkosten am Haushaltsbudget und des gewohnheitsmäßigem Gebrauchs von Küchengeräten und Unterhaltungselektronik als unrealistisch. Vor dem skizzierten Hintergund kann davon ausgegangen werden, dass die Gesamtnachfragekurve privater Haushalte in kurzer Frist vergleichsweise preisunelastisch ist. Mittel- bis langfristig können die Haushalte beim Kauf elektrischer Geräte darauf achten, dass diese möglichst wenig Strom verbrauchen, um so durch einen geringeren Gesamtverbrauch den gestiegenen Strompreisen zu begegnen. Dieses Verhalten ist in Anbetracht des gestiegenen Umweltbewusstseins einiger Nachfrager vermehrt zu beobachten.

61. Für Industriekunden ist selbst in kurzer Frist eine begrenzte Anpassung an branchenweit gestiegene Strompreise möglich und aufgrund des skizzierten Energiekostenmanagements auch realistisch. So besteht die Chance zum Abschluss unterbrechbarer Stromlieferverträge. In diesen erklären sich die Großkunden dazu bereit, sich für bestimmte vertraglich festgelegte Preisnachlässe von der Stromversorgung abschalten zu lassen. Vor dem Hintergund, dass die Preissensibilität bei Großkunden deutlich stärker ausgeprägt ist als bei privaten Haushalten, ist davon auszugehen, dass sowohl die kurzfristige als auch die langfristige Nachfrage dieser Kundenkategorie vergleichsweise elastisch ist.

3.2 Das Angebot von Elektrizität

3.2.1 Elektrizitätserzeugung

3.2.1.1 Lastdeckung

62. Von anderen Gütern grenzt sich Elektrizität insbesondere dadurch ab, dass sie sich nicht in größeren Mengen speichern lässt.[55] Diese faktische Nichtspeicherbarkeit hat zur Folge, dass stets eine Äquivalenz zwischen der Produktionsmenge und der gelieferten Menge an Strom gegeben ist. Demnach entspricht – mit Ausnahme von marginalen systembedingten Verlusten – zu jedem Zeitpunkt die produzierte Strommenge auch der tatsächlich gelieferten und verbrauchten Menge an Strom. Nachfrageschwankungen lassen sich nur durch das Zu- und Abschalten von Kraftwerken, die zur Stromerzeugung dienen, ausgleichen.

63. Besonders ausgeprägt sind die Nachfrageschwankungen, die im Tagesverlauf auftreten. Ebenso wie bei der Nutzung der Straßen (Verkehrsaufkommen) gibt es Tageszeiten, zu denen elektrische Energie stärker oder schwächer nachgefragt wird. So erreicht der Stromverbrauch am Mittag Spitzenwerte (vgl. Abbildung 3.1). In der Nacht ist der Verbrauch hingegen vergleichsweise niedrig. Der Strombedarf schwankt nicht nur innerhalb eines Tages, sondern auch innerhalb einer Woche bzw. eines Jahres. An Werktagen wird mehr Strom nachgefragt als an den Wochenenden. Im Winter ist der Strombedarf höher als im Frühling oder Herbst. Die Ursachen hierfür sind lange, dunkle Nächte und niedrigere Temperaturen. Aber auch in sehr heißen Sommern kann aufgrund des Dauerbetriebs von Kühlsystemen und Klimaanlagen der Stromverbrauch vergleichsweise hoch sein.

64. Diese zyklisch schwankende Nachfrage, die sich an der abgegebenen bzw. aufgenommenen Leistung im Netz abzeichnet (Last), wird durch den Einsatz von sog. Grundlast-, Mittellast-, und Spitzenlastkraftwerken gedeckt. Die Grundlast ist durch das Tagesminimum des Stromverbrauchs bestimmt, das in der Regel nachts erreicht wird. Zu dieser Zeit wird Strom insbesondere von Unternehmen nachgefragt, die ihre Produktion in der Nacht fortsetzen. Darüber hinaus wird Strom für die Beleuchtung von Gebäuden und Straßen benötigt. Private Haushalte fragen hingegen nachts eine vergleichsweise geringe Menge an elektrischer Energie nach. Mit der Grundlast ist gleichzeitig die minimale Strommenge determiniert, die konstant über den ganzen Tag bezogen wird. Diese Strommenge wird von sog. Grundlastkraftwerken produziert, welche die Nachfrage mit einer ho-

[55] Es ist zwar möglich, Strom in Form von Batterien zu speichern. Angesichts der sehr großen nachgefragten Strommengen für den täglichen Strombedarf einer Volkswirtschaft bzw. von Volkswirtschaften ist die chemische Bevorratung in Batterien nicht möglich und deshalb unerheblich. Zwar gibt es Möglichkeiten der indirekten Speicherung von Strom z. B. in Pumpspeicherwasserkraftwerken. Auch hier kann Strom jedoch nur in geringen Mengen gespeichert werden. Darüber hinaus stellt auch die Solar-Wasserstoff-Technologie eine weitere Speichermöglichkeit dar. Diese befindet sich jedoch erst in der Experimentierphase. Die endgültige Marktreife für den Einsatz im Verbundsystem ist noch nicht absehbar.

hen, konstanten Leistung befriedigen können. Grundlastkraftwerke erreichen ihre volle Leistung erst nach langen Anlaufzeiten. Ist diese Spitzenleistung erreicht, sind diese Kraftwerke ständig in Betrieb. Sie werden nur zu Revisionszwecken abgeschaltet. Der Dauerbetrieb von Grundlastkraftwerken macht es möglich, dass sich die vergleichsweise hohen Anschaffungskosten sehr schnell amortisieren, da die variablen Kosten der Stromerzeugung relativ gering sind.

65. Typische Grundlastkraftwerke sind fossilthermische Dampfkraftwerke, die mit Braunkohle als Brennstoff arbeiten. Braunkohlekraftwerke besitzen eine installierte technische Leistung[56] von 500 bis zu über 3 000 MW.[57] Auch hocheffiziente Steinkohlekraftwerke können mittlerweile als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden. Darüber hinaus werden Kernkraftwerke, die den Primärenergieträger Uran zur Stromerzeugung nutzen, generell im Grundlastbereich eingesetzt. Kernkraftwerke sind ebenfalls thermische Dampfkraftwerke, die eine installierte Leistung von etwa 800 bis 2 500 MW aufweisen.[58] Neben den thermischen Kraftwerken werden auch nichtthermische Laufwasserkraftwerke als Grundlastkraftwerke eingesetzt.[59] Sie nutzen das strömende Wasser eines Flusses zur Stromerzeugung. Ein Laufwasserkraftwerk, das an einem schiffbaren Fluss angesiedelt ist, wird in der Regel gemeinsam mit einer Schiffsschleuse gebaut. Laufwasserkraftwerke weisen jedoch eine vergleichsweise geringe installierte Leistung von unter 100 bis etwa 120 MW auf.[60]

66. Die Anlaufzeiten von Mittellastkraftwerken sind im Vergleich zu Grundlastkraftwerken deutlich kürzer. Hierdurch wird es möglich, die vorhersehbaren periodischen Schwankungen im Energiebedarf abzudecken. In der Nacht werden Mittellastkraftwerke aufgrund des geringen Strombedarfs abgeschaltet oder auf eine deutlich niedrigere Leistungsabgabe heruntergefahren.

67. Als Mittellastkraftwerke dienen thermische Dampfkraftwerke, die den fossilen Brennstoff Steinkohle nutzen.[61] Die installierte Leistung von Steinkohlekraftwerken liegt bei mehreren 100 bis zu 1 200 MW.[62] Darüber hinaus arbeiten auch Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, die den

[56] Die installierte Leistung bezeichnet die maximale elektrische Leistung der installierten Generatoren eines Kraftwerks. Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 233.

[57] Vgl. die Aufstellungen der Kraftwerke im Anhang.

[58] Vgl. die Aufstellungen der Kraftwerke im Anhang.

[59] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energieversorgung in Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin 2006, S. 31.

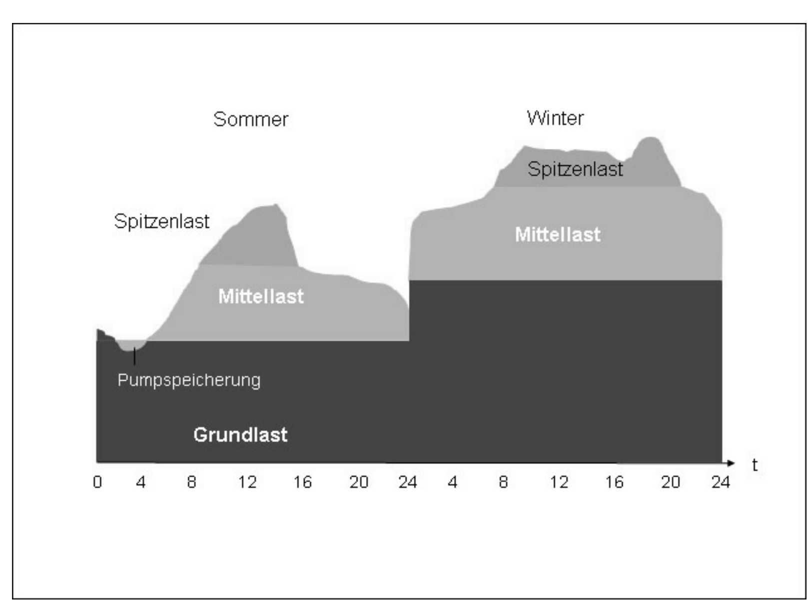
[60] Vgl. die Aufstellungen der Kraftwerke im Anhang.

[61] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energieversorgung in Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin 2006, S. 31.

[62] Vgl. die Aufstellungen der Kraftwerke im Anhang.

Abbildung 3.1

Lastgang: Leistungsverbrauch innerhalb eines Tages



Quelle: RWE, Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, URL: http://www.rwetransportnetzstrom.com (Stand 6. Juni 2007)

Primärenergieträger Gas nutzen, im Mittellastbereich.[63] Die installierte Leistung von Gas- und Dampfturbinenanlagen liegt im Bereich von unter 100 bis über 800 MW pro Einheit Gasturbine/Dampfturbine.[64] Auch schwellbetriebsfähige Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke finden im Mittellastbereich Anwendung. Die Leistung von schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerken lässt sich durch das Auf- und Abstauen eines Wasserzuflusses den Bedarfsschwankungen anpassen. Bei Speicherkraftwerken, welche die Fallhöhen des Wassers aus Talsperren oder Bergspeichern nutzen, erfolgt die Regulierung der Leistung über die Speicherung des Wassers bzw. das Zuführen des Wassers an das tiefer liegende Kraftwerk.

68. Insbesondere in der Mittagszeit und in den frühen Abendstunden ist die Nachfrage nach elektrischer Energie besonders groß (vorhersehbarer, tagesperiodisch typisch kurzzeitig erhöhter Bedarf). Zur Deckung dieser zusätzlichen Nachfrage, die über die Grund- und Mittellast hinausgeht, werden Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Der Einsatz eines Spitzenlastkraftwerkes kann auch durch den Ausfall eines anderen Kraftwerkes im Netz oder durch eine unerwartet hohe Last im Stromnetz erforderlich werden (unvorhersehbare kurze Lastspitzen). Spitzenlastkraftwerke sind bei einem plötzlichen Nachfrageanstieg in der Lage, innerhalb weniger Minuten ihre volle Leistung zu erbringen. Bei geringerem Bedarf können sie sofort abgeschaltet werden. Die Stromproduktion mit Spitzenlastkraftwerken ist im Vergleich zu Mittellastkraftwerken und insbesondere zu Grundlastkraftwerken sehr kostenintensiv.

69. Kraftwerke, die sich zur Deckung der Spitzenlast eignen, sind z. B. fossilthermische Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Bei Gasturbinen werden vornehmlich die Brennstoffe Erdgas und Erdöl eingesetzt. In seltenen Fällen finden auch die Brennstoffe Gichtgas, Generatorgas oder Biogas Anwendung. Pumpspeicherkraftwerke bestehen aus einem Unterbecken und einem höher gelegenen Oberbecken. Die Leistung der 33 deutschen Pumpspeicherkraftwerke variiert stark. Die größten Kraftwerke haben eine installierte Leistung von etwa 1 000 MW.[65] Daneben gibt es eine Vielzahl an kleineren Kraftwerken mit einer Leistung von 400 bis zu unter 100 MW.[66] Im Falle eines Stromüberangebotes wird Wasser von dem Unterbecken in das Oberbecken hoch gepumpt. Falls die Stromnachfrage plötzlich deutlich ansteigt, wird das Wasser in das tiefer liegende Kraftwerk geleitet und der Spitzenlaststrom erzeugt.

3.2.1.2 Kraftwerksabruf nach der Merit Order

70. Die skizzierten Produktionsmethoden unterscheiden sich nicht nur im Hinblick auf ihre Leistung und Flexibilität, mit der sie im Verbundnetz zur Stromerzeugung eingesetzt werden können. Sie weisen auch voneinander abweichende Relationen zwischen fixen und variablen Kosten auf. Die fixen Kosten setzen sich insbesondere aus Kapitalkosten, Instandhaltungskosten und Personalkosten zusammen. Die variablen Kosten eines Kraftwerkes ergeben sich überwiegend – in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad – aus den Kosten für den eingesetzten Primärenergieträger. Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis der Zielenergiemenge (z. B. Elektrizität oder Wärme) zur eingesetzten Energiemenge (Primärenergieträger) an. Gelingt es, den Wirkungsgrad eines Kraftwerkes zu erhöhen, so ist ein geringerer Einsatz an Primärenergieträgern für eine erzeugte Energieeinheit nötig.

71. Grundlastkraftwerke verursachen tendenziell relativ hohe fixe Kosten, aber vergleichsweise geringe variable Kosten der Stromerzeugung.[67] So lagen die fixen Stromgestehungskosten[68] eines durchschnittlichen Braunkohlekraftwerkes mit einer installierten Leistung von 1 100 MW und mit einer typischen Benutzungsdauer von 7 500 Stunden im Jahr 2005 bei 19,48 Euro/MWh. Die variablen Kosten betrugen 16,07 Euro/MWh.[69] Der Wirkungsrad neuerer Braunkohlekraftwerke liegt zwischen 43 und 45 Prozent.[70] Da bei der Verbrennung des Primärenergieträgers Braunkohle CO_2 ausgestoßen wird (CO_2-Emmissionen als Kuppelprodukt), entstehen für die Kraftwerksbetreiber seit der Einführung des CO_2-Handelssystems gleichzeitig zusätzliche variable Kosten.

72. Bei Spitzenlastkraftwerken steigt die Bedeutung der variablen Kosten im Vergleich zu den fixen Kosten stark an. Die fixen Kosten eines Gasturbinenkraftwerkes mit einer installierten Leistung von 150 MW und einer typischen Benutzungsdauer von 1 250 Stunden betrugen 29,23 Euro/MWh. Die variablen Kosten lagen mit 74,46 Euro/MWh weit über denen des Braunkohlekraftwerkes.[71] Der Wirkungsgrad von reinen Gastur-

---

[63] Gas- und Dampfturbinenkraftwerke können aufgrund ihrer schnellen Anlaufzeiten zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt werden. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energieversorgung in Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin 2006, S. 31.

[64] Vgl. die Aufstellungen der Kraftwerke im Anhang.

[65] Vgl. ebenda.

[66] Vgl. ebenda.

[67] Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 236, 248 f. Bei kapitalintensiven Kernkraftwerken ist der Anteil der Brennstoffkosten des Primärenergieträgers Uran an den gesamten Stromgestehungskosten sehr gering. So würde eine Verdopplung des Uranpreises nur zu einer 5-prozentigen Erhöhung der Stromgestehungskosten führen. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energieversorgung in Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin 2006, S. 31.

[68] Stromgestehungskosten bezeichnen die fixen und variablen Kosten, welche für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in Strom notwendig sind. Sie werden in Preis pro kWh bzw. MWh angegeben. Zu den im nachfolgenden angegebenen Stromgestehungskosten vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007.

[69] Vgl. ebenda, S. 236.

[70] Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), Prognos AG, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, München 2005, S. 100.

[71] Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 236.

binenkraftwerken ist mit etwa 38 Prozent tendenziell niedrig.[72] Darüber hinaus sind die Kosten des Primärenergieträgers Gas vergleichsweise hoch. Zusätzlich fallen bei Gasturbinenkraftwerken Kosten für CO_2-Zertifikate an, da auch die Verbrennung von Gas CO_2-Emmissionen verursacht. Der CO_2-Ausstoß von Gasturbinenkraftwerken ist jedoch im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringer, was sich auf die damit in Verbindung stehenden Kosten auswirkt.

73. Bei moderneren Gas- und Dampfturbinenkraftwerken werden die Abgase der Gasturbine in einem Dampfkessel zur Erzeugung von Wasserdampf verwendet. Durch diesen kann wiederum eine weitere Turbine angetrieben werden, womit sich der Wirkungsgrad von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken auf 58 Prozent erhöhen lässt.[73]3 Aufgrund des deutlich höheren Wirkungsgrades lassen sich Gas- und Dampfturbinenkraftwerke auch vermehrt im Bereich der oberen Mittellast einsetzen. Die fixen Stromgestehungskosten eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerkes mit einer typischen jährlichen Benutzungsdauer von 5 000 Stunden betrugen im Jahr 2005 nur etwa 12 Euro/MWh. Die variablen Stromgestehungskosten lagen bei ca. 41 Euro/MWh.[74]

74. Besonders niedrig sind die variablen Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken und das, obwohl der Wirkungsgrad von Kernkraftwerken nur zwischen 36 Prozent (heutige Leichtwasserreaktoren) und 42 Prozent (Hochtemperaturreaktoren) liegt.[75]. Die geringen variablen Kosten lassen sich insbesondere auf die niedrigen Kosten für den Primärenergieträger Uran zurückführen (nur etwa 3,5 Euro/MWh[76]). Darüber hinaus verursachen Kernkraftwerke keine CO_2-Emmissionen, so dass zusätzliche Zertifikatskosten ausbleiben. Ferner sind die Kernkraftwerke, die sich aktuell in Deutschland in Betrieb befinden, bereits abgeschrieben, so dass Kapitaldienste nicht mehr anfallen. Vor diesem Hintergrund setzen sich die Stromgestehungskosten eines älteren, bereits abgeschriebenen Kernkraftwerkes primär aus den variablen Kosten zusammen. Diese umfassen die Brennstoff-, Personal-, Kernbrennstoffentsorgungs-, Versicherungs- und O&M-Kosten.[77] Die spezifischen Stromgestehungskosten eines bereits abgeschriebenen Kernkraftwerkes mit einer installierten Leistung von 1 316 MW und einer typischen Benutzungsdauer von 7 500 Stunden/Jahr lagen im Jahr 2005 bei etwa 20 Euro/MWh.[78] Für neuere, noch nicht abgeschriebene Kernkraftwerke wären hingegen noch Kapitaldienste in erheblichem Umfang zu tätigen. So würden bei einem Kernkraftwerk des Baujahres 2004 mit einer installierten Bruttoleistung von 1 600 MW zusätzliche fixe Stromgestehungskosten in Höhe von etwa 25 Euro/MWh anfallen. Die variablen Stromgestehungskosten wären im Vergleich zu einem alten Kernkraftwerk mit etwa 14,50 Euro/MWh deutlich niedriger, so dass die spezifischen Stromgestehungskosten bei etwa 39 Euro/MWh liegen würden.[79]

75. Bei Kernkraftwerken ist jedoch zu beachten, dass die Entsorgung der Brennelemente erhebliche Unsicherheiten und Kosten hervorruft. Darüber hinaus sind die spezifischen Abrisskosten eines Kernkraftwerkes im Vergleich zu Kraftwerken, die andere Energieträger nutzen, um ein Vielfaches höher.[80]

76. Neben den Problemen der Endlagerung und den sehr hohen Abrisskosten haben vereinzelte Störfälle in den Kernkraftwerken mit gravierenden Auswirkungen auf die Umwelt (insbesondere Tschernobyl) dazu beigetragen, dass die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Form der Stromproduktion immer weiter abgenommen hat. Deshalb hat sich der Gesetzgeber im Jahr 2002 für eine sukzessive Rückführung der Stromproduktion in Kernkraftwerken bis hin zum vollständigen Atomausstieg entschieden. Im Atomgesetz von 2002 wird der Neubau von kommerziellen Atomkraftwerken verboten (§ 7 Abs. 1 Satz 2 Atomgesetz). Für im Betrieb befindliche Kern-

---

[72] Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), Prognos AG, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, München 2005, S. 103.

[73] Vgl. ebenda.

[74] Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 236.

[75] Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), Prognos AG, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, München 2005, S. 104. Prinzipiell ließe sich der Wirkungsgrad von Kernkraftwerken aufgrund des großen technologischen Potentials weiter erhöhen. Jedoch beschäftigt sich die heutige Forschung primär mit Sicherheitsfragen und der Lösung des Entsorgungsproblems.

[76] Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 248.

[77] Dabei sind sowohl die Kernbrennstoffentsorgungskosten als auch die Versicherungskosten nicht eindeutig zu quantifizieren, da die Langfristwirkungen von radioaktiver Strahlung auf die Umwelt nicht vollständig prognostizierbar sind. Der Betreiber eines Kernkraftwerkes wird nur in gewissen Umfang für verursachte Umweltschäden aufkommen. Es ist nicht davon auszugehen, dass z. B. im Falle eines „Supergaus“ die hervorgerufenen negativen externen Effekte von dem Betreiber des Kernkraftwerkes vollständig internalisiert werden.

[78] Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 248 f. Die Stromgestehungskosten für Kernkraftwerke wurden von dem Autor – auf Basis wesentlicher Kostenbestandteile, für die Informationsmaterial vorlag – geschätzt, da keine aktuellen Kostenangaben für neuere Kernkraftwerke in Deutschland vorlagen.

[79] Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 248 f.

[80] Nach Angaben des Wissenschaftlichen Institutes für Kommunikationsdienste (WIK) waren die spezifischen Abrisskosten (Euro/MWh) eines Atomkraftwerkes im Jahr 2004 etwa 35 mal höher als die eines Gasturbinenkraftwerkes und etwa 13 mal höher als die Abrisskosten von Kohlekraftwerken. Konstantin weist darauf hin, dass die Kosten für die Stilllegung und die Außerdienststellung eines Kraftwerkes je nach zugrunde liegender Quelle zwischen 9 und 15 Prozent der Baukosten eines Kernkraftwerkes liegen. Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Heidelberg 2007, S. 247.

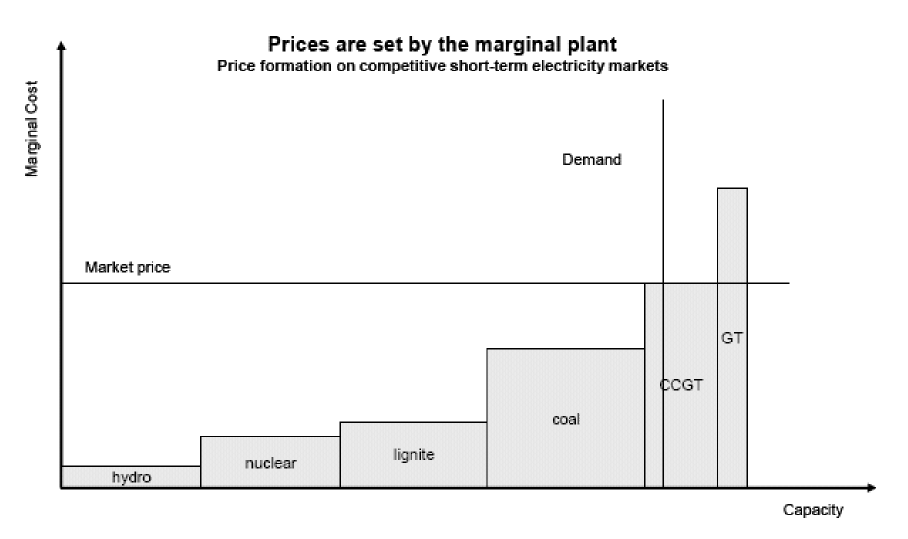
kraftwerke wurden in § 7 Abs. 1a i. V. m. Anlage 3 Spalte 2 Atomgesetz verbindliche Reststrommengen festgelegt.

77. Das Angebot an elektrischer Energie erfolgt – bei gegebener Kraftwerkseignung, Netzkapazität und gesetzlichen Auflagen – nach den Grenzkosten der Stromproduktion in den jeweiligen Kraftwerken. Dabei entsprechen diese kurzfristigen Grenzkosten in etwa den zuvor skizzierten variablen Kosten. Bei einem gegebenen, niedrigen Großhandelspreis wird Strom nur von den Kraftwerken angeboten, die ihre kurzfristig variablen Durchschnittskosten zu dem herrschenden Marktpreis decken können. Steigt der erzielbare Preis, so wird auch der Strom aus anderen Kraftwerken, mit höheren Grenzkosten der Stromproduktion, am Markt angeboten. Dieser kostenminimierende Einsatz der Kraftwerke bei gegebener Stromnachfrage wird auch als Kraftwerksabruf nach der Merit Order bezeichnet.

78. Die Abbildung 3.2 soll schematisch verdeutlichen, wie die Kraftwerke bei gegebener technischer Eignung abgerufen werden. Sie zeigt, dass zunächst Strom aus Wasserkraft (hydro) nachgefragt wird, weil die Grenzkosten bei Laufwasserkraftwerken am geringsten sind. Es folgt der Abruf von Strom aus Kernkraftwerken, die den nuklearen Energieträger Uran (nuclear) verwenden und ebenfalls sehr geringe Grenzkosten aufweisen. Steigt die Nachfrage, so werden Braunkohle-(lignite) und schließlich Steinkohlekraftwerke (coal) abgerufen. Es folgen kombinierte Gasturbinenkraftwerke (CCGT, combined cycle gas turbine) und schließlich Gasturbinenkraftwerke (GT, gas turbine) zur Deckung der Spitzenlast. Der schematisch dargestellte Abruf nach der Merit Order bezieht sich nur auf Anlagen, die marktorientiert betrieben werden. Dieser Abruf der Kraftwerke gemäß ihren spezifischen Grenzkosten hat zur Folge, dass in Mittel- und Spitzenlastzeiten der Marktpreis – auch gerade bei gegebener Grenzkostenpreisbildung – über den kurzfristigen variablen Durchschnittskosten der gesamten Stromproduktion liegt.

Abbildung 3.2

Kraftwerksabruf nach der Merit Order[1]



[1] In der Abbildung ist das Stromangebot auf Basis regenerativer Energiequellen bzw. Kraft-Wärme-Kopplungstechnik nicht berücksichtigt. Aufgrund der gesetzlichen Förderung von Anlagen, die regenerative Energieträger nutzen oder auf Basis der Kraft-Wärmekopplungstechnik arbeiten, ergeben sich Besonderheiten beim Angebot von Strom. Diese werden in Abschnitt 3.2.1.3 erörtert.

Quelle: European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 370.

3.2.1.3 Sonderstellung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung

79. Eine Sonderstellung im Vergleich zu den skizzierten traditionellen Kraftwerken besitzen die Kraftwerke, die Strom unter Einsatz sog. erneuerbarer Energiequellen bzw. mit der Technik der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugen. Diese Kraftwerke werden gesetzlich durch einen vorrangigen Anschluss, eine vorrangige Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber, eine vorrangige Übertragung und durch einen garantierten Mindestabnahmepreis gefördert.[81]

80. Der Gruppe der erneuerbaren Energiequellen gehören gemäß § 3 EEG Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie an.

81. In Deutschland kommt der Windenergie die größte Bedeutung der erneuerbaren Energiequellen zu. Windkraftanlagen wandeln Windenergie in elektrische Energie um. Diese Anlagen werden in exponierten Lagen im Binnenland, in Küstennähe und als Offshore-Anlagen auf offener See eingesetzt. Die durchschnittliche installierte Leistung neuerer Windenergieanlagen betrug im Jahr 2003 1,55 MW.[82] Neuere Offshore-Windenergieanlagen haben eine installierte Leistung von über 5 MW.[83] Die Leistung einer einzelnen Windenergieanlage ist jedoch kaum aussagekräftig, da zumeist mehrere Anlagen zu einem Windpark zusammengefasst sind. In Tabelle 3.1 ist die installierte Leistung der kumulierten Windenergieanlagen in den einzelnen Bundesländern aufgeführt. In der Tabelle ist zu erkennen, dass Windenergieanlagen schwerpunktmäßig im norddeutschen und nordostdeutschen Raum angesiedelt sind, da hier die Windgeschwindigkeit durch die Nähe zur Küste relativ hoch ist. Die installierte Leistung in Niedersachsen ist mit 5 282 MW am größten, gefolgt von Brandenburg und Sachsen-Anhalt.

82. Auch Photovoltaikanlagen kommt bei der Stromproduktion eine wachsende Bedeutung zu. Diese Anlagen wandeln unter Einsatz von Solarzellen das Sonnenlicht direkt in elektrische Energie um. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen ist noch immer vergleichsweise gering. Eine der größten Photovoltaikanlagen der Welt befindet sich bei Arnstein und liefert nach Herstellerangaben eine Leistung von etwa 12 MW.[84]

83. Unter rein technischen Gesichtspunkten lassen sich sowohl Photovoltaikanlagen als auch Windenergieanlagen – bei gegebenen günstigen Witterungsbedingungen – prinzipiell zur Deckung von Mittel- und Spitzenlast einsetzen, da sie vergleichsweise schnell in bzw. außer Betrieb genommen werden können. Die Eignung von Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen zur Lastdeckung wird jedoch maßgeblich von den Witterungsbedingungen beeinflusst. So ist die Strommenge, die durch Windenergie erzeugt wird, mit der Windgeschwindigkeit hochkorreliert, Gleiches gilt für Strom unter Nutzung der Sonnenenergie. Demnach variieren die produzierten Strommengen während der Betriebszeiten stark. Falls es die Witterungsbedingungen zulassen, sind Windenergie- und Photovoltaikanlagen dauerhaft in Betrieb, da die Grenzkosten dieser Kraftwerke sehr gering sind.[85] Sie tragen somit auch in Zeiten geringer Nachfrage (Last) zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs bei.[86] Dies gilt auch für Laufwasserkraftwerke, die ebenfalls zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden.

---

[81] So ist in § 2 Abs. 1 EEG
- der vorrangige Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
- die vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und
- der bundesweite Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms

geregelt.

Den Erzeugern von Strom aus regenerativen Energien wird ein gesetzlicher Abnahmepreis garantiert, der in der Regel über dem Marktpreis liegt. Die Vergütung ist, nach einzelnen Energieträgern differenziert, in den §§ 6 ff. EEG geregelt. Nach Angaben des VDEW führten die garantierten höheren Abnahmepreise im Jahr 2006 im Vergleich zur Stromproduktion auf Basis von fossilen Energieträgern und Kernenergie zu Mehrkosten von 3,2 Mrd. Euro. Im Jahr 2006 betrugen die EEG-Vergütungen selbst 5 Mrd. Euro. Vgl. VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a.M. 2007, S. 7. Der VDN erwartet, dass die durchschnittliche EEG-Vergütung trotz der Vergütungsabsenkung für Neuanlagen dauerhaft über 10 ct/kWh liegen wird. Diese Einschätzung führt er auf die überdurchschnittliche Zunahme hochvergüteter EEG-Arten zurück. Vgl. VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 15.

In § 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgestzes (KWKG) ist die Abnahme und die Vergütung von Kraft-Wärme-Kopplungsstrom (KWK-Strom) aus Kraftwerken mit KWK-Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen, die im Geltungsbereich dieses Gesetzes liegen, geregelt. Dabei wird KWK-Strom vom Anwendungsbereich des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ausgenommen, wenn er nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird. Die Zuschlagszahlungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind degressiv gestaffelt und werden nach dem Alter der Anlagen differenziert (§ 7 KWKG). Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz tritt am 31. Dezember 2010 außer Kraft, sofern keine Verlängerung des Gesetzes beschlossen wird (§ 13 Abs. 2 Satz 1 KWKG). Mit dem Außerkrafttreten entfallen auch die Zuschlagszahlungen für Strom aus KWK-Anlagen. Nach Angaben des VDN betrugen diese Zuschlagszahlungen im Jahr 2006 809 Mio. Euro. Der erhobene Aufschlag lag bei durchschnittlich 0,32 ct/kWh. Vgl. VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 16.

[82] Vgl. Körner, S., Windenergie, in: Reiche, D. (Hrsg.), Grundlagen der Energiepolitik, Frankfurt u. a. 2005, S. 143.

[83] Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), Prognos AG, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, München 2005, S. 106.

[84] Vgl. Solon AG, Solon AG weiht größtes Kraftwerk der Welt ein, URL: www.solonag.de/de/news/archiv_2006. htm# (Stand 24. Mai 2007).

[85] Im Vergleich zu fossilthermischen Kraftwerken und Kernkraftwerken sind die Primärenergieträger Wind und Sonne kostenlos.

[86] Vgl. zu den Grenzkosten einzelner Kraftwerkstypen Bode, S., Groscurth, H., Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg 2006, S. 10.

Tabelle 3.1

Entwicklung der jährlichen und kumulierten Anzahl von Windenergieanlagen (WEA)

Bundesland	Install. Leistung 1.1.–31.12.2006 (MW)	Install. Leistung Gesamt 31.12.2006 (MW)	Anzahl WEA 1.1.–31.12.2006	Anzahl WEA Gesamt 31.12.2006
Baden-Württemberg	62,60	325,18	34	295
Bayern	81,35	339,18	44	315
Berlin	0,00	0,00	0	0
Brandenburg	508,60	3 128,16	269	2 302
Bremen	13,90	64,20	5	47
Hamburg	0,00	33,68	0	57
Hessen	23,50	449,66	16	538
Mecklenburg-Vorpommern	138,30	1 233,20	68	1 203
Niedersachsen	377,98	5 282,54	219	4 724
Nordrhein-Westfalen	167,70	2 392,26	104	2 496
Rheinland-Pfalz	182,10	991,98	100	860
Saarland	0,00	57,40	0	54
Sachsen	65,95	769,02	39	734
Sachsen-Anhalt	339,75	2 533,01	180	1 828
Schleswig-Holstein	149,40	2 390,51	63	2 717
Thüringen	122,00	631,88	67	515
Gesamt	**2 233,13**	**20 621,86**	**1 208**	**18 685**

Quelle: DEWI GMBH, Windenergie in Deutschland, Aufstellungszahlen für 2006, S. 2

84. Die Investitionsentscheidung und die Einsatzzeiten von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen werden in erheblichem Maße von den Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beeinflusst. Betreiber von Windenergie- und Photovoltaikanlagen können – wie auch Betreiber anderer Anlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen – ihren Strom zu jeder Zeit vorrangig in Übertragungs- und Verteilnetze einspeisen. Die Menge muss von den Netzbetreibern abgenommen und zu gesetzlich vorgegebenen Preisen vergütet werden. Diese Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes tragen ebenfalls dazu bei, dass Kraftwerke, die erneuerbare Energiequellen nutzen, in lastschwachen Zeiten in Konkurrenz zu traditionellen Grundlastkraftwerken stehen. Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen stellt de facto eine Reduzierung der frei am Markt bedienbaren Nachfragemengen dar, weil sie über weite Strecken unabhängig vom geltenden Marktpreis erfolgt.

85. Strom wird darüber hinaus auch als Kuppelprodukt bei der Wärmeerzeugung produziert. Über sog. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) wird sowohl die bei der chemischen oder physikalischen Umwandlung von Energieträgern entstehende Wärme als auch die durch die Energieumwandlung erzeugte elektrische Energie zu weiten Teilen genutzt. Als Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung können Dampfturbinen, Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen, Verbrennungsmotoren sowie Brennstoffzellen-Anlagen dienen. Die eingesetzten Energieträger sind neben den fossilen Brennstoffen Steinkohle, Braunkohle, Erdgas und Heizöl auch erneuerbare Energieträger wie Biogas, Klärgas, Deponiegas, Pflanzenöl, Holz, Pellets, Bioethanol, Solarthermie, Geothermie, Siedlungsabfälle und Wasserstoff. Die installierte Leistung von KWK-Anlagen variiert sehr stark. Während kleine dezentrale KWK-Anlagen eine Leistung von wenigen Kilowatt aufweisen, reicht die Leistung größerer KWK-Anlagen bis zu mehreren Megawatt. Die installierte Leistung aller KWK-Anlagen in Deutschland beträgt etwa 21 GW.[87]

[87] KWK-Anlagen haben in Deutschland in etwa einen Anteil von 11 Prozent an der gesamten Stromerzeugung. Vgl. URL: http://www.bkwk.de/bkwk/infos/grundlagen/index_html?ztitel=Potenziale (Stand 24. Mai 2007).

86. KWK-Anlagen, die auf Basis der Primärenergieträger Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie arbeiten, werden durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert. Darüber hinaus erfolgt eine befristete Förderung aller übrigen KWK-Anlagen durch dass Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.[88] Die Anlagen werden als förderungswürdig angesehen, weil die gemeinsame Produktion von Wärme und elektrischer Energie einen im Vergleich zu Kraftwerken, die ausschließlich der Stromerzeugung dienen, sehr hohen Nutzungsgrad (von etwa 90 Prozent) erreichen und somit der Einsatz von Primärenergieträgern verringert werden kann.[89]

87. Aufgrund der gesetzlichen Bevorzugung erfolgt die Einsatzplanung von KWK-Anlagen in der Regel nicht in Anlehnung an die geltenden Marktpreise und die technische Eignung zur Lastdeckung. Die Besitzer dieser Anlagen haben zu jeder Zeit eine Abnahmegarantie ihres Stroms durch den Betreiber des Netzes, in das sie ihren Strom einspeisen. Vor diesem Hintergrund stehen KWK-Anlagen in lastschwachen Zeiten ebenfalls in Konkurrenz zu den traditionellen Grundlastkraftwerken, da durch die gesetzliche Bevorzugung bei der Einspeisung, Abnahme und Vergütung eine faktische Reduzierung der frei bedienbaren Nachfragemengen erfolgt.

88. Bei einer Berücksichtigung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bzw. KWK-Anlagen ändert sich der in Abbildung 3.2 schematisch skizzierte Kraftwerksabruf nach der Merit Order in ihrem prinzipiellen Ablauf nicht. Die Grenzkosten der Stromerzeugung sind bei Kraftwerken, die mit erneuerbaren Energieträgern wie Wasser-, Windkraft und Sonnenenergie arbeiten, sehr niedrig. Auch bei Kraftwerken, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, sind die Grenzkosten der Stromerzeugung durch den hohen Nutzungsgrad als Kuppelprodukt relativ gering. Die gesetzliche Abnahmeverpflichtung bei garantierten Mindestpreisen hat zur Folge, dass der Strom aus Anlagen mit erneuerbarer Energie und Kraft-Wärme-Kopplung unabhängig vom geltenden Großhandelspreis angeboten wird. Bei der Entscheidung über das eigene Stromangebot beachtet ein Betreiber einer KWK-Anlage bzw. einer Anlage auf Basis erneuerbarer Energiequellen primär den gesetzlich garantierten Mindestpreis, der in der Regel über den Großhandelspreisen liegt.[90] Der Betreiber einer bestehenden Anlage auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien wird kurzfristig immer dann Strom anbieten, wenn die garantierte Vergütung über seinen variablen Stückkosten liegt.[91] Dies ist bei Anlagen, die die Energieträger Wind, Wasser und Sonne nutzen, immer der Fall. Vor diesem Hintergrund wirkt sich dieses gesetzlich geförderte Stromangebot nicht direkt auf den Kraftwerksabruf nach der Merit Order aus, sondern kann vielmehr als eine Reduzierung der Last bzw. der Nachfrage nach Strom aus traditionellen Kraftwerken interpretiert werden.

89. Ausgehend von einer Gleichgewichtsmenge im Mittellastbereich sinkt – bei einer gegebenen unelastischen Nachfrage – die Last um die Strommengen aus KWK-Anlagen und Anlagen mit erneuerbaren Energien. Dieser fiktive Nachfragerückgang hat bei gegebener Grenzkostenpreisbildung zur Folge, dass nicht mehr das kombinierte Gasturbinenkraftwerk aus Abbildung 3.2 das Grenzkraftwerk am freien Markt darstellen würde, sondern z. B. ein Steinkohlekraftwerk. Durch die faktische Reduzierung der frei bedienbaren Nachfragemengen beeinflusst das gesetzlich geförderte Stromangebot indirekt die Kraftwerkseinsatzplanung aller übrigen Kraftwerke. Die Beeinflussung ist insbesondere an Tageszeiten mit mittlerer bis niedriger Last vergleichsweise hoch, während sie sich zu Spitzenlastzeiten kaum auswirken wird.

3.2.1.4 Jahresvollauslastungsstunden der Kraftwerke in Deutschland

90. Der charakterisierte Kraftwerksabruf nach der Merit Order, die gesetzliche Sonderstellung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die natürliche Fluktuation erneuerbarer Energieträger haben Einfluss auf die durchschnittliche Jahresstromproduktion eines Kraftwerkes. Abbildung 3.3 lässt sich schließen, dass große Differenzen zwischen Laufzeit im Teillastbetrieb und Laufzeit bei Vollauslastung der Kraftwerke bestehen. Die Abgrenzung der Kraftwerke erfolgt nach den eingesetzten Primärenergieträgern.

91. Ausgehend von der maximalen Stundenzahl von 8 760 Stunden pro Jahr müsste z. B. ein Kraftwerk, das den Primärenergieträger Uran nutzt, 7 770 Stunden bei maximaler Leistung in Betrieb sein, um die durchschnittliche Jahresstromproduktion aller in Deutschland zum Einsatz kommenden Kernkraftwerke zu erzeugen, bei ei-

[88] Das Bundesministerium für Wirtschaft hat einen Referentenentwurf zur Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erarbeitet. Dieser soll in der Koalition diskutiert werden, bevor er in die Ressortabstimmung geht. Das aktuelle Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz von 2002 soll um eine befristete Förderung des Zubaus und der Modernisierung von KWK-Anlagen, die im Zeitraum ab Inkrafttreten der Novelle bis zum 31. Dezember 2012 in Dauerbetrieb genommen werden und bestimmte Effizienzkriterien erfüllen, ergänzt werden. Die Förderung bestehender Anlagen soll hingegen, wie im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vorgesehen, auslaufen.

[89] Vgl. VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a.M. 2007, S. 22.

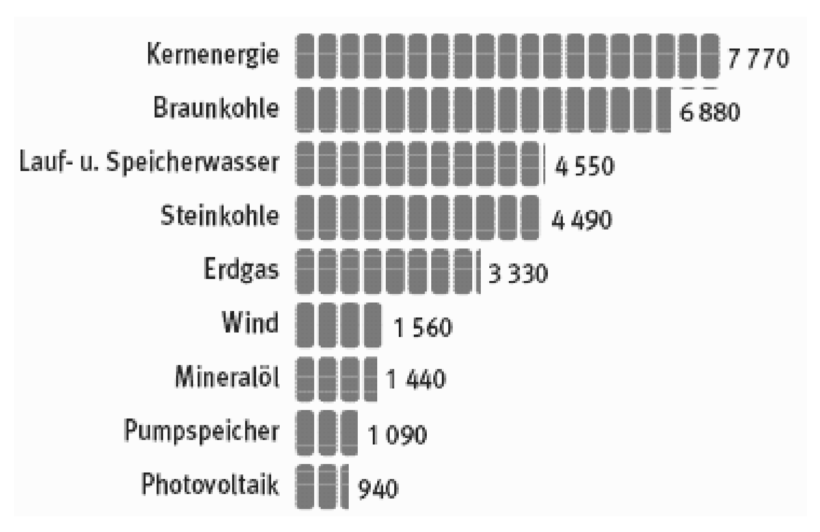
[90] Falls der am Großhandelsmarkt erzielbare Marktpreis über dem gesetzlich garantieren Mindestabnahmepreis liegt, kann sich der Betreiber von KWK-Anlagen oder Anlagen, die erneuerbare Energieträger nutzen, dazu entscheiden, seinen Strom am Großhandelsmarkt anzubieten.

[91] Bei der Entscheidung über den langfristigen Betrieb einer Anlage auf Basis erneuerbarer Energien bzw. über den Bau einer derartigen Anlage sind die totalen Stückkosten relevant. Der (potentielle) Betreiber einer solchen Anlage wird nur dauerhaft im Markt verbleiben bzw. in den Markt eintreten, wenn er annimmt, dass er mittel- bis langfristig die totalen Stückkosten decken und schließlich Gewinne machen kann, da sich nur so seine Investitionen in Anlagen, Personal etc. amortisieren.

Abbildung 3.3



Jahresvollauslastungsstunden der deutschen Kraftwerke



Quelle: VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a.M. 2007, S. 19

nem Photovoltaikkraftwerk wären es nur 940 Stunden. Da die Kraftwerke nicht immer voll ausgelastet sind, sondern auch im Teillastbetrieb arbeiten, ist die tatsächliche jährliche Nutzungsdauer in der Regel höher. Die große Zahl an Jahresvolllaststunden hat zur Folge, dass Grundlastkraftwerke mehr als die Hälfte des Stroms in Deutschland produzieren, obwohl ihr Anteil an den zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten nur etwa ein Drittel beträgt.[92] Im Gegensatz dazu sind Wind- und Photovoltaikanlagen nahezu das ganze Jahr in Betrieb, produzieren jedoch aufgrund der Witterungsverhältnisse in der Regel nicht mit maximaler Leistung.

3.2.1.5 Größenvorteile bei der Stromerzeugung

92. Bei der Stromerzeugung treten Größenvorteile auf, die jedoch im Bereich der relevanten Nachfrage ausgeschöpft sind. Deshalb ist aus ökonomischer Sicht das Angebot von Elektrizität prinzipiell im Wettbewerb möglich. Unter der Annahme, dass die Kraftwerke so konstruiert sind, dass sie zumindest bei maximaler Auslastung ihre technisch effiziente Betriebsgröße erreichen, stellt die installierte Leistung einen guten Anhaltspunkt dafür dar, ob sich die Erzeugerstufe grundsätzlich wettbewerblich organisieren lässt. Die installierte Leistung der zuvor skizzierten Kraftwerke liegt zwischen unter 100 MW bis hin zu über 3 000 MW, je nach Kraftwerkstyp und Einsatzgebiet. Die Nachfrage nach Strom lag am 11. Dezember 2006 um 17.30 Uhr, dem Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Jahres 2006, bei ungefähr 78 GW. Selbst wenn eine sehr große, technisch effiziente Betriebsgröße von 3 000 MW pro Kraftwerk angenommen würde, so ergäbe sich hierdurch, dass zahlreiche konkurrierende Erzeuger auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt Strom anbieten könnten und dabei zu minimalen Stückkosten produzieren. Tatsächlich werden die angebotsseitigen Voraussetzungen nicht nur durch die Jahreshöchstlast bestimmt. Sie hat primär Einfluss darauf, welche Kraftwerkskapazität vorgehalten werden muss, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Da es nicht selten zu Kraftwerksausfällen kommt und bei einigen Kraftwerken Revisionen durchzuführen sind, ist das Ziel der Versorgungssicherheit nur mit einer deutlich höheren, insgesamt vorzuhaltenden Kraftwerkskapazität zu erreichen (vgl. Abbildung 3.4).

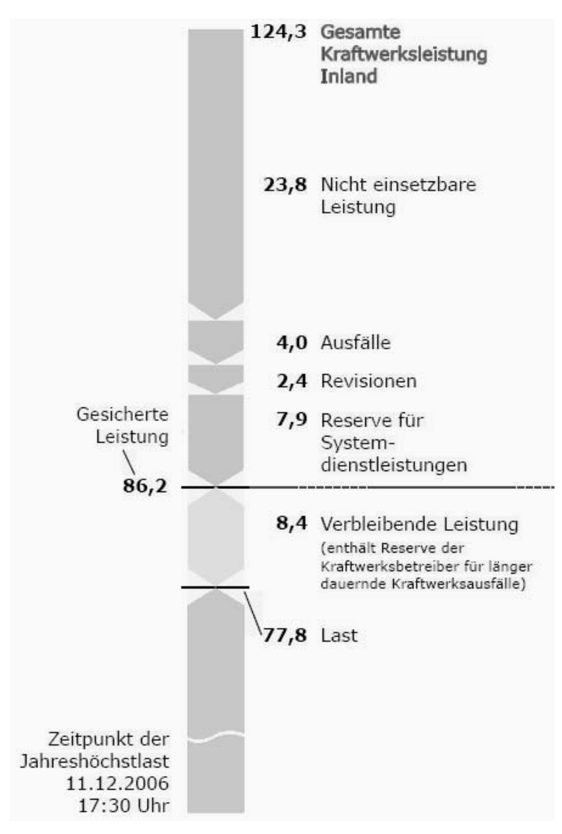
93. Darüber hinaus eignen sich nicht alle Kraftwerke zur Lastdeckung in jedem Bereich. Vor diesem Hintergrund werden bei fluktuierender Nachfrage zahlreiche kleinere Kraftwerke eingesetzt. Insofern wirkt sich die geringere installierte Leistung und die größere vorzuhaltende Kapazität positiv auf die mögliche Anzahl unterschiedlicher Erzeugungsunternehmen aus. Konzentrationsfördernd kann hingegen der Wunsch der Kraftwerksbetreiber wirken, das eigene Risiko bei der Stromproduktion durch das Vorhalten eines Kraftwerksparks zu minimieren.

[92] Vgl. VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a.M. 2007, S. 18.

Abbildung 3.4



Gesamte Kraftwerksleistung im Inland in GW



Quelle: VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 21

3.2.2 Elektrizitätstransport über die Netze

3.2.2.1 Stromübertragung

94. Elektrische Energie wird über physische Netze (Leitungen), die zu dem europäischen Verbundnetz der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)[93] zusammengefasst sind, zu den Endverbrauchern transportiert. Alternative Transportwege sind aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom ausgeschlossen. Das nationale Stromnetz (Verbundnetz) besteht aus mehreren Netzebenen mit unterschiedlicher Spannung.

95. Der Grund für die unterschiedliche Netzspannung ist, dass die durch den Transport über Leitungen auftretenden Energieverluste bei hoher Spannung vergleichsweise gering gehalten werden können.[94] Darüber hinaus sind die Kosten von Netzen mit hoher Spannung pro Leitungsmeter geringer, da der erforderliche Leitungsumfang mit zunehmender Spannung abnimmt. Der geringere Leitungsumfang wirkt sich zum einen direkt auf die Kosten der Leitungen aus. Zum anderen können Leitungen mit geringem Umfang überirdisch verlegt werden, was im Vergleich zu aufwendigen Tiefbauarbeiten deutlich geringere Kosten zur Folge hat.

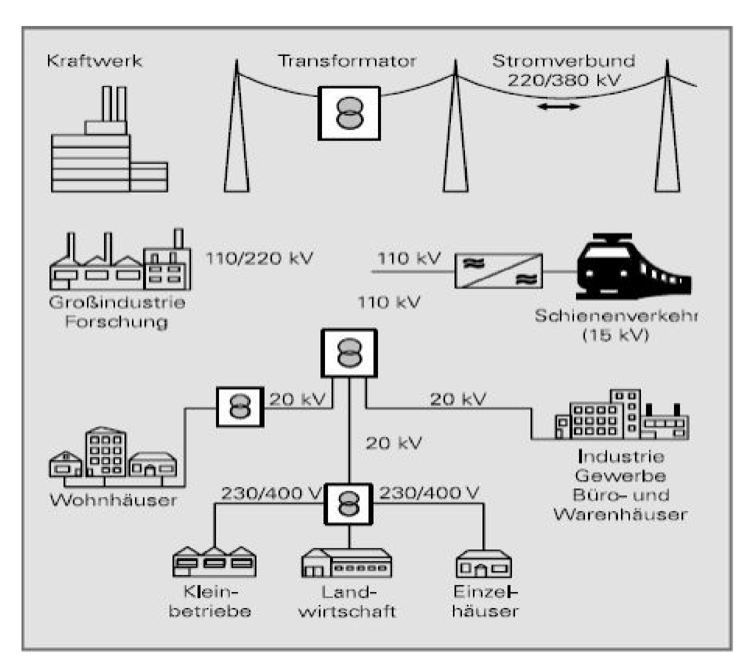
96. Vor diesen Hintergründen wird Elektrizität über große Entfernungen mit sehr hoher Spannung transportiert. Um den Strom für die Endabnehmer nutzbar zu ma-

[93] Die UCTE ist für die Koordinierung des Betriebes und die Erweiterung des europäischen Netzverbundes zuständig, mit dem insgesamt über 400 Millionen Verbraucher versorgt werden. Mitglieder sind 34 Übertragungsnetzbetreiber aus 24 Ländern (Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Kroatien, Luxemburg, Mazedonien, Montenegro, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn). Die skandinavischen Staaten haben sich zu einer eigenen Union, der NORDEL, zusammengeschlossen, wobei Dänemark – je nach geographischer Lage – sowohl Mitglied der UCTE als auch der NORDEL ist. Die Netze der UCTE und der NORDEL sind durch Anlagen der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) miteinander verbunden. Ebenfalls ein eigenes Verbundsystem bilden die britischen Inseln. Die Inselstaaten Island, Malta und Zypern sind an kein Verbundsystem angeschlossen.

[94] Da beim Stromtransport die Spannung durch den Ohmschen Widerstand entlang der Stromleitung abfällt, geht ein Teil der eingespeisten elektrischen Arbeit verloren. Sie wird in Wärme umgewandelt und an die Umgebung abgegeben. Das Ohmsche Gesetz besagt, dass bei konstanter Leistung, gleichem Leitungswiderstand und gleichzeitiger Erhöhung der Spannung die Stromstärke abnimmt. Eine geringere Stromstärke führt zu geringeren Verlusten, da die Verlustleistung vom Widerstand der Leitung und dem Quadrat der Stromstärke abhängig ist. Eine höhere Stromstärke, wie sie auf niedrigeren Spannungsebenen vorliegt, erfordert auch einen größeren Leitungsumfang (Querschnitt der Leitungen).

Abbildung 3.5

Netzebenen



Quelle: VDN, Wie kommt der Strom ins Haus?, URL: http://www.vdn-berlin.de/bild_grundlagen_1.asp (Stand 6. Mai 2007)

chen, muss er jedoch auf eine niedrigere Spannung transformiert und in Verteilnetze mit der entsprechenden Spannung eingespeist werden.

97. Bei Übertragungs- bzw. Transportnetzen handelt es sich in der Regel um Freileitungen.[95] Sie weisen eine sehr hohe Betriebsspannung von 380 kV bzw. 220 kV auf, wodurch die Übertragung von Elektrizität über große Entfernungen mit geringen Energieverlusten ermöglicht wird. Übertragungsnetze lassen sich bildlich als Kupferplatte beschreiben. An sie sind in der Regel Großkraftwerke angeschlossen. Der in den Kraftwerken mit Hilfe von Generatoren[96] erzeugte Strom wird mit dem Transformator des Kraftwerkes auf die entsprechende Spannung der Netzebene hochtransformiert und in das Übertragungsnetz eingespeist. Ausgehend von diesem Einspeisepunkt wird der Strom zu sog. Umspannstationen in der Nähe von Verbraucherzentren transportiert. Darüber hinaus sind an diese höchste Spannungsebene in sehr vereinzelten Fällen auch Verbraucher aus der energieintensiven Großindustrie direkt angeschlossen. Umspannstationen in der Nähe der Verbraucherzentren und angeschlossene Großkunden stellen die Entnahmepunkte der Kupferplatte dar. Die gesamte Stromkreislänge dieses deutschen Höchstspannungsnetzes beträgt 36 000 km.

98. Das Verteilnetz ist durch eine Umspannstation an das Übertragungsnetz angeschlossen und besteht aus drei Spannungsebenen:

- Hochspannungsnetz: 110 kV,
- Mittelspannungsnetz: 6 bis 60 kV,
- Niederspannungsnetze: 230 bis 400 V.

An die Verteilnetze sind Kraftwerke angeschlossen, die bis hin zur Niederspannungsebene Strom in das Netz einspeisen. Auf niederen Spannungsebenen handelt es sich dabei um kleinere dezentrale Kraftwerke. Im Verteilnetz erfolgt der Fluss des Stromes (Lastfluss) schwerpunktmäßig in Richtung der Verbraucher. Bis auf wenige Ausnahmefälle existieren keine Verbindungen zu den Verteilnetzen anderer Übertragungsnetzbetreiber.

99. Die Übergabe von den Übertragungsnetzen (Höchstspannungsnetzen) an die Verteilnetze (Hochspannungsnetze) erfolgt durch eine Transformation der Spannung von 380 kV bzw. 220 kV auf 110 kV in Umspannanlagen. An diese Umspannanlagen sind bereits erste Nachfrager aus den Bereichen Großindustrie und Forschung angeschlossen. Hochspannungsnetze verteilen den Strom zu den regionalen Verbrauchsschwerpunkten mit einem Leistungsbedarf von 20 bis 300 MW. Auch direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind größere industrielle Kunden und der Schienenverkehr. Die gesamte Stromkreislänge der deutschen Hochspannungsleitungen beträgt 75 200 km.

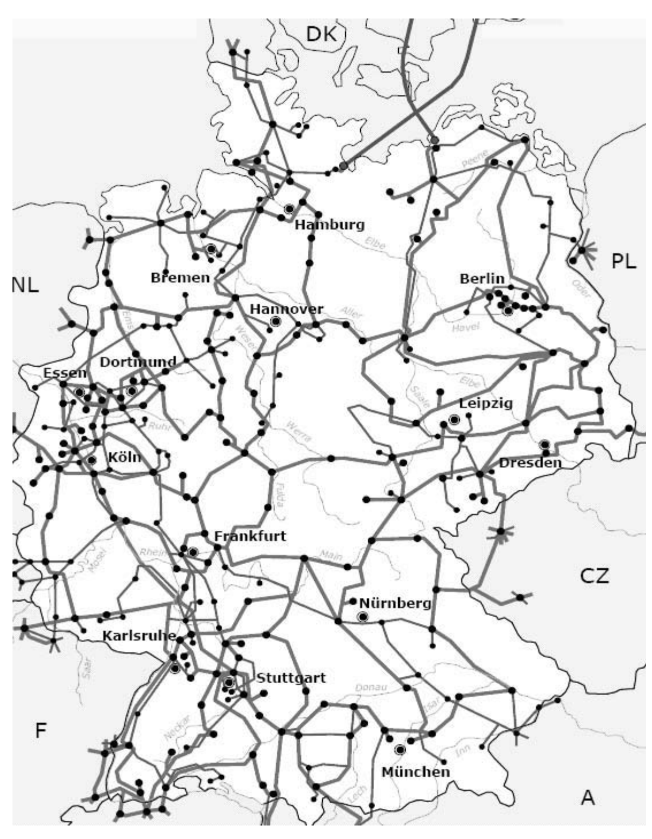
---

[95] Als Träger der Freileitungen dienen Strommasten, die in gewissen Abständen voneinander aufgestellt werden. Die Kosten für Freileitungen werden durch die geographischen Gegebenheiten beeinflusst.

[96] Ein Generator wandelt mechanische in elektrische Energie um.

Abbildung 3.6

Deutsches Höchstspannungsnetz



Quelle: VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 5

100. Die Übergabe von den Hochspannungsnetzen an die Mittelspannungsnetze erfolgt über weitere Umspannstationen, die mit einer Spannung von 110 kV gespeist werden und diese auf eine Spannung von 10 bis 30 kV transformieren. Mittelspannungsnetze verteilen den Strom in Städten und einzelnen Landkreisen. Industriebetriebe mit einem Verbrauch zwischen einigen 100 kW und mehreren MW sind direkt an Mittelspannungsnetze oder an die Umspannstationen angeschlossen. Die Stromkreislänge aller Mittelspannungsleitungen in Deutschland beträgt 493 000 km.

101. Über eine Ortsnetzstation wird die Mittelspannung in Städten und im ländlichen Raum auf die Niederspannung von 400 bzw. 230 V transformiert. Anschließend werden auf Niederspannungsebene die umliegenden Häuser und kleinere Gewerbebetriebe mit Strom versorgt. Durch die Anbindung aller Haushalte und Gewerbebetriebe ist die Stromkreislänge aller Leitungen im deutschen Niederspannungsnetz mit 1 067 100 km deutlich größer als auf allen anderen Netzebenen.

3.2.2.2 Systembetrieb

102. Die deutschen Netzbetreiber sind neben der Übertragung und Verteilung von Strom dazu verpflichtet, die nachfolgenden Systemdienstleistungen zur Sicherung der Qualität der Stromversorgung zu erbringen:

– Frequenzhaltung,

– Spannungshaltung,

– Betriebsführung,

– Versorgungswiederaufbau nach Störungen.

103. Die Kosten, die den Netzbetreibern durch die Erbringung der Systemdienstleistungen entstehen, können diese über die Netzzugangsentgelte an die Nachfrager ihrer Transportdienstleitung weitergeben. Die Systemdienstleistung Frequenzhaltung wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen ihrer Verantwortung für den reibungslosen Betrieb ihrer Regelzone erbracht. Für alle anderen Systemdienstleistungen sind Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber verantwortlich.[97]

104. Das Übertragungsnetz ist ein engmaschiger Netzverbund mit häufig wechselnder Richtung der Stromflüsse. Die Gesamtnachfrage auf Verbundnetzebene wird

[97] Die technischen Mindestanforderungen zur Sicherung der Stromversorgungsqualität sind in den Regelwerken GridCode 2000, TransmissionCode 2003, DistributionCode 2003 und MeteringCode 2006 festgeschrieben.

durch alle hier angeschlossenen Kraftwerke bedient. Kommt es aufgrund von Kraftwerksausfällen zu größeren Leistungsschwankungen oder durch eine gestiegene Stromnachfrage einzelner Verbraucherzentren zur Änderung der Stromflüsse, so hat dies direkte Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz.

105. Das europäische Stromversorgungsnetz wird, unabhängig von der Spannungsebene, mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben.[98] Speisen Kraftwerke mehr Strom in das Netz ein, als zum gleichen Zeitpunkt entnommen wird, erhöht sich die Frequenz. Dies beeinflusst alle elektrischen Geräte ebenso wie die Generatoren in den Kraftwerken, die mit einer konstanten Frequenz von 50 Hz arbeiten. Eine Störung der Taktzahl kann im Extremfall zum Zusammenbruch des Netzes und damit zu einer Unterbrechung der Stromversorgung führen. Deshalb wurde im europäischen Verbundnetz ein Sicherheitswert von +/– 0,05 Hz festgelegt, der die maximal zulässige Abweichung der Frequenz determiniert. Im Rahmen dieses Vergleichmäßigungsprozesses kooperieren alle Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der UCTE in einem einheitlichen Regelmechanismus, der sog. „Frequenz-Leistungs-Regelung“.

106. Die Konstanz der Frequenz wird durch die Koordination von Bilanzkreisen und den Bilanzkreisausgleich gewährleistet. Ein Bilanzkreis besteht aus Entnahme- und/oder Einspeisepunkten innerhalb einer Regelzone.[99] Der Bilanzkreisverantwortliche[100] übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und den Übertragungsnetzbetreibern die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahmen eines Bilanzkreises. Er erstellt Fahrpläne für jede Viertelstunde des nachfolgenden Tages. In diesen Fahrplänen wird der Einsatz von Kraftwerken und der Betrieb der Netze so koordiniert, dass die Leistungsbilanz des Bilanzkreises ausgeglichen ist, d. h. die Summe der Entnahmen der Summe der Einspeisungen entspricht. Bei der Aufstellung des Fahrplans bedient sich der Verantwortliche bestimmter Erfahrungswerte, Wetterprognosen und sonstiger Ereignisse, die den Lastverlauf beeinflussen können.

107. Da die Fahrpläne der Bilanzkreisverantwortlichen immer nur Bedarfsprognosen darstellen, weicht die tatsächliche Netzlast im Regelfall ab. Darüber hinaus ändert sich die Netzlast nicht im Viertelstundentakt, sondern in jeder Sekunde. Da Stromeinspeisung und -entnahme in jedem Augenblick im Gleichgewicht stehen müssen, ist es Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, dieses Gleichgewicht zu gewährleisten (§ 12 Abs. 1 EnWG). Diese Aufgabe beinhaltet die kurzfristige technische Koordination des Kraftwerkseinsatzes mit der sich im Zeitablauf verändernden Nachfrage der Verbraucher. Dabei ist zusätzlich die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität der Netze zu berücksichtigen, um Netzengpässe zu vermeiden.

108. Bei einem auftretenden Ungleichgewicht wie einer Überschussnachfrage nach Elektrizität wird ausgleichende Energie in das Netz eingespeist (positive Regelenergie bzw. Regelleistung[101]). Bei einem Überschussangebot an elektrischer Energie werden Kraftwerke abgeschaltet oder Kraftwerke nachgefragt, durch deren Einsatz Strom verbraucht wird (negative Regelenergie bzw. Regelleistung). Die Übertragungsnetzbetreiber sind zu jeder Zeit zu einer ausreichenden Vorhaltung an Regelenergie verpflichtet und kontrahieren zu diesem Zweck Regelleistung in dafür geeigneten Kraftwerken. Grundsätzlich sind drei Stufen von Regelenergie zu differenzieren: Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve, die jeweils in positiver als auch in negativer Form vorgehalten werden können. Die Primärregelung, die innerhalb von 30 Sekunden im jeweils erforderlichen Umfang vollständig bereitgestellt werden muss, ruft der Übertragungsnetzbetreiber automatisch aus regelfähigen Kraftwerken ab. Auch die Sekundärregelung muss innerhalb von fünf Minuten im nachgefragten Umfang von regelfähigen Kraftwerken abgerufen werden können. Die Minutenreserve wird hingegen als Fahrplanlieferung im Viertelstundentakt eingesetzt und muss innerhalb von 15 Minuten vollständig abgerufen werden können.

109. Das Gebiet, in dem das Übertragungsnetz eines Übertragungsnetzbetreibers liegt und in dem er die Systemverantwortung durch die Bereitstellung der Regelenergie übernimmt, wird als Regelzone bezeichnet.[102] Abbildung 3.7 zeigt die vier Regelzonen im deutschen Stromverbund.

110. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber schreiben die Minutenreserve seit dem 1. Dezember 2006 auf einer gemeinsamen Plattform deutschlandweit aus. Den Bedarf an Primär- und Sekundärleistungen decken sie zur Zeit noch über jeweils separate, zeitlich versetzte Ausschreibungen. Die Ausschreibung soll jedoch auch hier vereinheitlicht werden (§ 30 StromNZV).

---

[98] Die Frequenz beschreibt die Elektronenbewegung im elektrischen Leiter bei Wechselstrom.

[99] Die Definition für Bilanzkreise findet sich in § 4 Abs. 1 StromNZV: „Innerhalb einer Regelzone sind von einem oder mehreren Netznutzern Bilanzkreise zu bilden. Bilanzkreise müssen aus mindestens einer Einspeise- oder einer Entnahmestelle bestehen. Abweichend davon können Bilanzkreise auch für Geschäfte, die nicht die Belieferung von Letztverbrauchern zum Gegenstand haben, gebildet werden. Die Zuordnung eines Bilanzkreises als Unterbilanzkreis zu einem anderen Bilanzkreis ist zulässig. Die Salden eines Bilanzkreises können mit Zustimmung der betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen bei der Abrechnung einem anderen Bilanzkreis zugeordnet werden, wobei auch dieser Bilanzkreis die Funktion eines Unterbilanzkreises haben kann.“

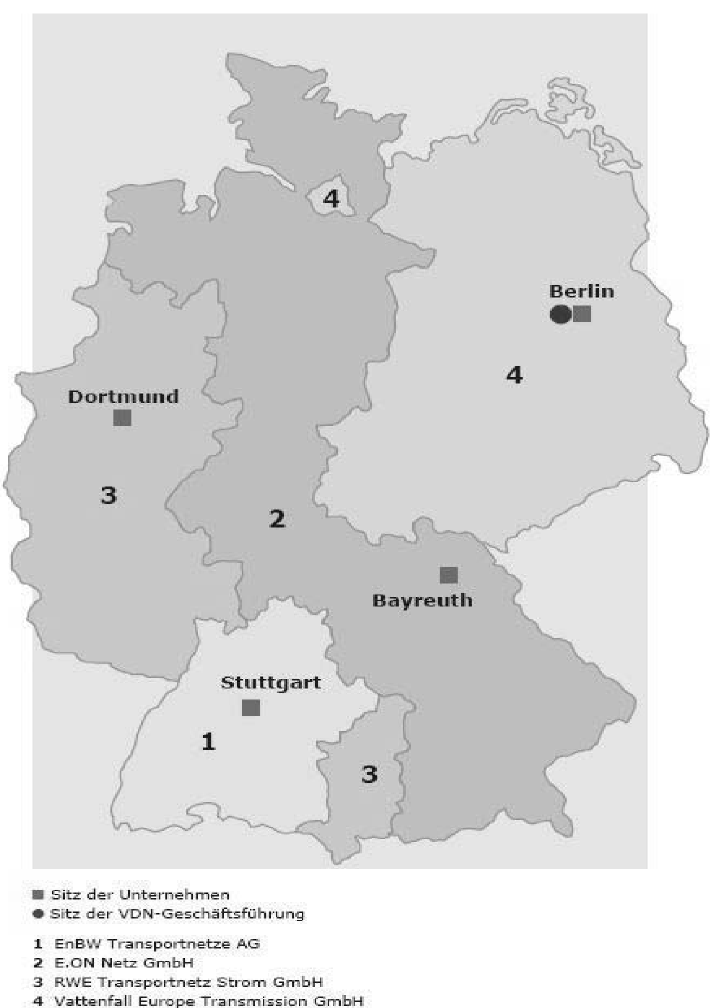
[100] Die Aufgabe des Bilanzkreisverantwortlichen ist in § 4 Abs. 2 StromNZV definiert: „Für jeden Bilanzkreis ist von den bilanzkreisbildenden Netznutzern gegenüber dem Betreiber des jeweiligen Übertragungsnetzes ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.“

[101] Unter Regelenergie wird gemäß § 2 Nr. 9 StromNZV diejenige Energie verstanden, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird.

[102] Der Begriff Regelzone ist in § 3 Nr. 30 EnWG definiert als „im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE) verantwortlich ist“.

Abbildung 3.7

Regelzonen in Deutschland



Quelle: VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 25

3.2.2.3 Größenvorteile beim Angebot von Stromtransportdienstleistungen

111. Sowohl die Kostenfunktion des Baus und Betriebes von Übertragungsnetzen als auch die Kostenfunktion des Baus und Betriebes von Verteilnetzen sind im Bereich der relevanten Nachfrage subadditiv.[103] Subadditivität besagt, dass ein Unternehmen bei gegebener Technik die relevante Marktnachfrage kostengünstiger versorgt als jede denkbare Kombination mehrerer Unternehmen. Eine subadditive Kostenfunktion lässt sich bei gegebener Produktionsmenge für den Einproduktfall formal wie folgt darstellen: Die Kostenfunktion für die Menge aller am Markt produzierten Gütermengen (M) sei K(M). Die gesamte Produktionsmenge setzt sich aus der Summe der Teilmengen M_n (n = 1, 2,…N) zusammen, die N Unternehmen produzieren. Demnach ist eine Kostenfunktion strikt subadditiv, wenn die Bedingung K(M) < K(M1) + K(M2) +…+ K(Mn) erfüllt ist.[104]

[103] Subadditivität wurde von den Müller und Stahl für deutsche Übertragungsnetze empirisch belegt. Die Autoren gehen sogar davon aus, dass die Bedeutung von Größenvorteilen im Zeitablauf zunimmt. Vgl. Müller, J., Stahl, K., Regulation of the Market for Electricity in the Federal Republic of Germany, in: Gilbert, R.J., Kahn, E.P. (Hrsg.), International Comparisons of Electricity Regulation, Cambridge u.a. 1996, S. 290. Darüber hinaus haben zahlreiche Autoren Subadditivität auf der Verteilnetzebene untersucht und diese ebenfalls empirisch belegt. Vgl. unter vielen Burns, P., Weymann-Jones T.G., Cost Functions and Cost Efficiency in the Electricity Distribution: a Stochastic Frontier Approach, in: Bulletin of Economic Research, Vol. 48, 1996, S. 42–64.

[104] Liegt allerdings eine strikte Subadditivität über alle Outputniveaus vor, so wird der Sektor als „global subadditiv“ bezeichnet. Vgl. Kruse, J., Ökonomie der Monopolregulierung, Göttingen 1985, S. 22. Eine Funktion ist schwach subadditiv, wenn folgende Beziehung gilt: $K(M) \leq K(M_1) + K(M_2) + \ldots + K(M_n)$. Die Gruppe der subadditiven Kostenfunktionen kann neben den sinkenden Durchschnittskosten auch Kostenfunktionen enthalten, die eine Sprungstelle aufweisen, falls dennoch die Produktion durch einen Anbieter am kostengünstigsten ist.

112. Liegt bei der Produktion eines Gutes eine subadditive Kostenfunktion vor, so bedingt diese langfristig das alleinige Angebot eines Anbieters auf einem Markt. Der Anbieter, der zuerst und möglichst weitgehend die Kostendegression realisiert hat, besitzt einen Wettbewerbsvorsprung vor den Konkurrenten. Diesen wird es in der Regel nicht mehr gelingen, die Kostendegression voll auszuschöpfen. Demnach werden Nachfolger zum gleichen Preis nicht kostendeckend anbieten können und so vom Markt gedrängt bzw. von einem Markteintritt absehen. Der Wettbewerbsprozess führt zur Verengung der Marktstruktur, die erst bei dem Angebot durch einen einzigen Anbieter zum Stillstand kommt. Dieses Angebot stellt das gesamtwirtschaftliche Stückkostenminimum dar. Ein Monopol, das durch die charakterisierten, strukturellen Besonderheiten auf der Angebotsseite entsteht, wird traditionell als natürliches Monopol bezeichnet.

113. Im Bereich der Stromübertragung wird die Subadditivität primär durch die technische Steuerfunktion des Systembetriebs hervorgerufen. Bei der Stromverteilung ergibt sich die subadditive Kostenstruktur aus den hohen Fixkosten, die das Verlegen der engmaschigen Leitungsnetze hervorruft.[105] Im Gegensatz dazu sind die variablen Kosten der Stromdurchleitung vergleichsweise gering, so dass die Durchschnittskosten im Bereich der relevanten Marktnachfrage sinken.[106] Insbesondere die Investitionen in Leitungsnetze sind zum großen Teil spezifisch. Die Investitionsobjekte lassen sich nicht bzw. kaum einer anderen Verwendung zuführen. Demnach sind die mit den spezifischen Investitionen in Verbindung stehenden Kosten über weite Strecken unwiederbringlich verloren (sog. versunkene Kosten).

114. Versunkene Kosten rufen zwischen dem etablierten Unternehmen und den potentiellen Konkurrenten eine grundsätzliche Asymmetrie in der Konkurrenzsituation hervor. Versunken sind die Kosten nur für das etablierte Unternehmen, weil dieses die spezifischen Investitionen bereits getätigt hat. Der potentielle Konkurrent kann sich noch gegen den Markteintritt und die damit anfallenden spezifischen Investitionen entscheiden. Der Etablierte berücksichtigt in seiner kurz- bis mittelfristigen Preiskalkulation die irreversiblen Kosten nicht, da sie bei einem Marktaustritt ohnehin verloren wären (post-entry decision). Für die Preiskalkulation eines Newcomers sind vor dem Markteintritt (pre-entry decision) hingegen die totalen Durchschnittskosten – somit auch die versunkenen Kosten – relevant. Ein Newcomer wird nur dann seine Produkte anbieten, wenn er annimmt, zu dem erwarteten Marktpreis Gewinne zu realisieren. Erwartet er, dass der etablierte Anbieter nach seinem Markteintritt die Preise unter die totalen Durchschnittskosten senkt (weil die versunkenen Kosten ex post nicht mehr entscheidungsrelevant sind), so wird der Newcomer von einem Markteintritt absehen. Der Newcomer muss nämlich befürchten, dass bei einem Marktaustritt der größte Teil der getätigten Investitionen unwiederbringlich verloren ist, da sich kaum ein Käufer für ein Zweitnetz finden wird. Die genannten Gründe kennen den Newcomer an einem Markteintritt hindern, da der Marktaustritt bei Misserfolg nicht ohne Verluste erfolgen wird.[107]

115. Die Asymmetrien bei der Preiskalkulation zwischen Newcomer und Etabliertem, die durch die irreversiblen Kosten hervorgerufen werden, können mit dem Anteil der irreversiblen Kosten an den Gesamtkosten in ihrer Höhe schwanken. Mit dem Anteil der irreversiblen Kosten variiert die Höhe der Marktzutrittsschranke. Als Folge entsprechend hoher Irreversibilitäten kann der Markteintritt eines Newcomers selbst dann ausbleiben, wenn der Etablierte gravierende Ineffizienzen aufweist.[108]

116. Der ungehinderte Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen stellt für den Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten der Stromerzeugung, des Stromhandels und des Endkundenvertriebs eine wesentliche Einrichtung (essential facility) dar. Da der deutsche Elektrizitätsmarkt durch eine vertikale Integration vieler Versorgungsunternehmen gekennzeichnet ist, besteht nicht nur die Gefahr, dass die Nachfrager von Transportdienstleistungen (Durchleitung auf der Netzebene) einen missbräuchlich überhöhten Preis zu zahlen haben. Es besteht zusätzlich die Gefahr, dass der Monopolist auf der Netzebene seine Marktmacht missbraucht, um diese auf

---

[105] Vgl. Monopolkommission, Wettbewerbspolitik im Schatten „Nationaler Champions“, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1118.

[106] Ein natürliches Monopol kann durch neue Techniken oder einen deutlichen Anstieg der relevanten Nachfrage obsolet werden. Da Strom in absehbarer Zeit nicht in größeren Mengen speicherbar ist, werden die Nachfrager auch weiterhin auf den leitungsgebundenen Transport von Strom angewiesen sein. Auch von einem deutlichen Nachfrageanstieg lässt sich nicht ausgehen. Nach einer Prognose von EWI/Prognos wird der Stromverbrauch bis 2010 mit 0,5 Prozent pro Jahr kaum merklich ansteigen. Bereits für das Jahr 2020 wird angenommen, dass die Bruttostromerzeugung bereits geringfügig unter dem Niveau von 2006 liegt. In einer weiteren Studie von Wagner u. a. erwarten die Autoren, dass die Bruttostromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020 um mehr als 5 Prozent gegenüber dem Niveau von 2004 abnehmen wird. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energieversorgung in Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin 2006, S. 53. Vor diesem Hintergrund werden die strukturellen Monopolisierungstendenzen auf absehbare Zeit erhalten bleiben.

[107] Irreversibilitäten können in gewissem Ausmaß bei allen Marktstrukturen auftreten. Eine besondere Gefahr liegt jedoch vor, wenn Irreversibilitäten gleichzeitig mit bedeutenden nicht ausgeschöpften Größenvorteilen vorkommen. Die Größenvorteile zwingen den Newcomer, mit einer ähnlich großen Kapazität wie der Etablierte in den Markt einzutreten. Hierdurch wird eine Überkapazität auf dem Markt verursacht, die wiederum einen Preisverfall zur Folge hat. Überkapazitäten führen insbesondere dann zu Problemen, wenn die Nachfragekurve unelastisch ist. Hierdurch kann ein „branchenruinöser Preisverfall“ verursacht werden. Derartige Beobachtungen sind beispielsweise in der Landwirtschaft gemacht worden. Vgl. Fritsch, M. Wein, T., Ewers, H. J., Marktversagen und Wirtschaftspolitik, München 2005, S. 210 ff. Sollten die Größenvorteile hingegen relativ schnell ausgeschöpft sein, so steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich ein Newcomer trotz Vorliegens von irreversiblen Kosten für den Markteintritt entscheidet.

[108] Vgl. Kruse, J., Ökonomie der Monopolregulierung, Göttingen 1985, S. 12.

angrenzende Märkte zu übertragen.[109] Darüber hinaus kann generell davon ausgegangen werden, dass ein durch hohe Marktzutrittsschranken geschütztes Netzmonopol zu dynamischen Ineffizienzen führt. Vor allem die aus der Monopolresistenz resultierenden Diskriminierungsmöglichkeiten auf der Netzebene haben dafür gesorgt, dass die nach der Marktöffnung zu beobachtende Intensivierung des Wettbewerbs auf den Elektrizitätsmärkten ins Stocken geraten ist. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft sah sich der EU-Gesetzgeber dazu veranlasst, die Netzebene über weite Strecken einer Ex-ante-Regulierung zu unterziehen.[110] Ziel der Regulierung ist es Ausbeutung, Diskriminierung und dynamische Ineffizienzen durch die Anwendung geeigneter Regulierungsinstrumente zu verhindern. Dabei soll dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, dass sich sein eingesetztes Kapital adäquat verzinst. Der Netzbetreiber wird nur dann in den Ausbau und die Instandhaltung von Netzen investieren, wenn er annimmt, dass sich diese Investitionen mittel- bis langfristig amortisieren.

3.2.3 Handel

117. Die Nichtspeicherbarkeit von Strom bedingt, dass ausschließlich Strombezugsrechte und nicht der Strom selbst als Gut verkauft werden. Strombezugsrechte berechtigen ihren Besitzer, über einen bestimmten, in der Zukunft liegenden Zeitraum eine festgelegte Menge an Strom aus dem Netz zu entnehmen. Der Veräußerer dieser Rechte ist während des gleichen Zeitraums dazu verpflichtet, die entsprechende Menge an Strom zur Verfügung zu stellen.

118. In der Zeit vor der Liberalisierung war es üblich, dass große Industriekunden und Weiterverteiler im Wesentlichen ihren (zusätzlichen) Strombedarf durch langfristige bilaterale und individuelle Verträge deckten. Kurzfristige Verträge hatten vornehmlich zwischen den Verbundunternehmen eine Relevanz. Sie wurden abgeschlossen, um unvorhersehbare Bedarfs- und Kapazitätsschwankungen auszugleichen.

119. Die Liberalisierung hat vielfältige neue Formen des Stromhandels hervorgebracht, die sich nach ihrer Fristigkeit differenzieren lassen. Auch weiterhin werden langfristige bilaterale Stromhandelsgeschäfte bzw. -lieferverträge abgeschlossen, die entweder Vollbezugs- oder Bandbezugsverträge sind. Bei Vollbezugsverträgen bezieht z. B. ein Weiterverteiler von der Handelstochter eines Verbundunternehmens die gesamte benötigte Strommenge. Bei Bandbezugsverträgen wird diesem Weiterverteiler eine konstante, jedoch nicht die gesamte benötigte Strommenge während der Vertragslaufzeit geliefert.

120. Bei Kleinkunden beinhalten bilaterale Vereinbarungen standardisierte Lieferkontrakte, die sich in den Stromtarifen wiederfinden. Diese Lieferkontrakte werden in der Regel mit den Weiterverteilern abgeschlossen. Großkunden handeln hingegen ihre Konditionen unter Beachtung ihres Lastprofils individuell mit den Weiterverteilern oder mit den Handelsabteilungen der Stromerzeuger aus. Hierbei ist es auch möglich, dass sich mehrere Großkunden zu Einkaufsgemeinschaften zusammenschließen, um bessere Konditionen zu erlangen.

121. Traditionelle Liefervereinbarungen sind dadurch gekennzeichnet, dass die Stromkontrakte nach dem Vertragsabschluss nicht mehr gehandelt werden. Durch diese langfristigen Lieferverträge werden noch immer mehr als 50 Prozent des Strombedarfs von industriellen Großkunden und vor allem von Weiterverteilern gedeckt. Die Gründe für die weiterhin anhaltende Popularität dieser Vertragsform können aus Sicht des Käufers günstige Einkaufskonditionen und eine langfristige Preisgarantie sein. In der Europäischen Union werden langfristige Lieferverträge auch zwischen einzelnen Ländern abgeschlossen. So bezieht Italien einen Teil seines Stroms aus Frankreich und verzichtet auf den Kraftwerksbau zur vollständigen Deckung des eigenen Bedarfs. Für den Verkäufer von Strom können langfristige Stromhandelsgeschäfte eine Absatzsicherung darstellen. Darüber hinaus haben die vier größten Erzeuger EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe auch maßgebliche Beteiligungen an Weiterverteilern, die sie mit dem eigenen Strom beliefern.

122. Neben den langfristigen Lieferverträgen werden vermehrt kurz- und mittelfristige Stromhandelsgeschäfte getätigt. Im Rahmen dieser Stromhandelsgeschäfte werden standardisierte Stromkontrakte, je nach Lieferperiode oder Lastprofil, über Plattformen wie den institutionalisierten Handelsplatz der Leipziger Energiebörse (European Energy Exchange, EEX)[111] oder over the counter (OTC) über Telefon bzw. B2B-Plattformen im Internet gehandelt.

123. Dies hat den Vorteil, dass z. B. die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten sinkt und Weiterverteiler sowie industrielle Endverbraucher schneller auf Preisentwicklungen reagieren können. Darüber hinaus ergeben sich für „reine" Handelsunternehmen ohne eigenes Netz und ohne eigene Erzeugerkapazität neue Möglichkeiten, auf diesem Stromgroßhandelsmarkt tätig zu werden. Nach der Liberalisierung des Stromhandels stiegen das Handelsvolumen und die Zahl der Handelsgeschäfte deutlich an. Diese dynamische Marktentwicklung wurde insbesondere durch den Aufbau zentraler Handelsplätze wie der EEX forciert.

124. In der Regel wird von Weiterverteilern und industriellen Endverbrauchern ein großer Teil der benötigten Menge ein bis drei Jahre im Voraus gekauft. Sofern die Unternehmen keinen traditionellen Vollversorgungsvertrag haben, findet die Feinabstimmung der Menge erst mittelfristig bis kurz vor dem eigentlichen Bedarf statt. Um die entsprechenden Einkaufsmengen möglichst prä-

---

[109] Die Marktmachtübertragung lässt sich insbesondere mit dem „Instrument" der Netzzugangsdiskriminierung von Wettbewerbern auf den der Netzebene vor- oder nachgelagerten Märkten erreichen. „Diskriminierung kann dabei in direkter Form durch Benachteilung fremder Nutzer bei der Durchleitung auftreten oder in indirekter Form durch Verwendung überhöhter Netzzugangsentgelte zur verdeckten Subventionierung anderer Geschäftsbereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens, die dadurch einen unkontrollierten Vorteil im Produktwettbewerb erlangen." Vgl. Bundesregierung, Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 51, l. Sp.

[110] Vgl. ebenda, S. 1.

[111] Das EEX-Handelssystem basiert auf dem elektronischen System XETRA.

zise festlegen zu können, zerlegen die Sales Portfolio Manager großer industrieller Endverbraucher und Weiterverteiler ihren prognostizierten Lastgang. Sie unterscheiden zwischen Baseload[112], Peakload[113] und Off-Peak[114]. Kurz vor dem tatsächlichen Bedarf wird der prognostizierte Lastgang, z. B. unter Einbezug von Wetterprognosen, so präzise wie möglich „nachgefahren". Falls für gewisse Zeiten zu wenig Strom eingekauft wurde (sog. Short-Zeiten), wird nachgekauft; falls zu viel Strom eingekauft wurde (sog. Long-Zeiten) wird versucht, die überschüssige Menge zu verkaufen. Das Ziel dieses möglichst präzisen Nachfahrens des prognostizierten Lastgangs ist es, den Bezug der zumeist teureren Regelenergie, die sich durch die Abweichung von gelieferter und verbrauchter Menge ergibt, möglichst gering zu halten.[115]

125. Die kurz- und mittelfristige Beschaffung von Strom kann zum einen über den sog. OTC-Markt, zum anderen über einen institutionalisierten Handelsplatz wie die Leipziger Energiebörse EEX erfolgen. Sowohl auf außerbörslichen Handelsplätzen als auch an der Strombörse werden Spot- und Terminkontrakte gehandelt. Spotgeschäfte sind Kurzfristgeschäfte, die am sog. Spotmarkt getätigt werden. In der Regel hat ein Spotgeschäft eine physische Lieferung – zumeist am Tag nach dem Handelsabschluss – zur Folge.[116] Hierdurch werden spontane Bedarfsschwankungen ausgeglichen, womit der Spotmarkt zur Glättung der zuvor skizzierten Mengenrisiken dient. Das Spotgeschäft konzentriert sich in Deutschland primär auf die EEX.

126. Am Terminmarkt werden Optionen[117], Futures[118], Forwards[119] und strukturierte Produkte[120] gehandelt. Forwards und strukturierte Produkte werden ausschließlich am OTC-Markt und Futures ausschließlich an der Börse gehandelt. Die Erfüllung dieser Geschäfte erfolgt auf dem OTC-Markt sowohl physisch als auch finanziell. An der EEX werden Termingeschäfte ausschließlich finanziell erfüllt. Die am Terminmarkt gehandelten Produkte haben Laufzeiten von bis zu mehreren Jahren und unterscheiden sich damit signifikant vom Spotmarkt. Das gehandelte mengenmäßige Volumen am Terminmarkt ist nur bedingt aussagekräftig, da z. B. derselbe Future und demnach die zugrunde liegende Strommenge mehrfach gehandelt wird. Jedoch lässt sich davon ausgehen, dass noch immer über 80 Prozent der Termingeschäfte over the counter und weniger als 20 Prozent an der EEX getätigt werden.

127. Aus ökonomischer Sicht ist der Groß- und Einzelhandel mit Elektrizität prinzipiell wettbewerblich organisierbar, was sich an der Vielzahl von Anbietern und Nachfragern zeigt. Bedeutende nachfrageseitige Größenvorteile (sog. positive Netzwerkeffekte), die zu Monopolisierungstendenzen führen könnten, lassen sich lediglich für den Betrieb von Handelsplattformen wie der EEX beobachten. Diese können insbesondere aus zwei Gründen bisher als wettbewerblich unproblematisch angesehen werden. Zum einen befindet sich der Markt für elektronische Stromhandelsplattformen in der Wachstumsphase. Es ist anzunehmen, dass die Betreiber dieser Plattformen versuchen werden, mit niedrigen Nutzungspreisen Kunden anzulocken, um eine kritische Masse an Teilnehmern zu erreichen.[121] Zum anderen existieren enge Substitutionsbeziehungen zum traditionellen bilateralen Handel, dem OTC-Geschäft und anderen Strombörsen in Europa. Vor diesem Hintergrund darf davon ausgegangen werden, dass der Preissetzungsspielraum von Betreibern elektronischer Stromhandelsplattformen noch begrenzt ist.

3.3 Marktabgrenzung

3.3.1 Traditionelle Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes

128. Vor dem Hintergrund einer vertikalen Gliederung des Stromabsatzes in überregionale Verbundunternehmen, regionale Verbundunternehmen und lokale Verteilunternehmen (Stadtwerke) unterschied das Bundeskartellamt in der Vergangenheit drei sachlich relevante Märkte. Zum einen grenzte es den Markt für die Belieferung von Weiterverteilern ab, auf dem die inländischen Stromerzeuger und Stromimporteure als Anbieter den Regionalversorgern und Stadtwerken als Nachfrager gegenüberstanden. Zum anderen gab es den Markt für Endkunden, der unter Beachtung des Nachfrageverhaltens in zwei Märkte, den der gewerblichen bzw. industriellen Großkunden und den der Kleinkunden, unterteilt wurde. Demnach standen auf dieser unteren Marktstufe die Stromversorgungsunternehmen als Lieferanten von Strom den Großkunden und Kleinkunden als Endverbrauchern gegenüber.

---

[112] Baseload bezeichnet die Stromlieferung innerhalb eines standardisierten Lieferzeitraums (Monat, Quartal, Jahr) mit den Liefertagen Montag bis Sonntag und den 24 Lieferstunden 0 bis 24 Uhr pro Liefertag.

[113] Peakload bezeichnet die Stromlieferung innerhalb eines standardisierten Lieferzeitraums (Monat, Quartal, Jahr) mit den Liefertagen Montag bis Freitag und den 12 Lieferstunden 8 bis 20 Uhr pro Liefertag.

[114] Off-Peak bezeichnet den Zeitraum der Niedriglaststunden im Stromnetz. Dieser ist werktags zwischen 20 und 24 bzw. 0 und 8 Uhr sowie samstags, sonntags und an Feiertagen von 0 bis 24 Uhr.

[115] Nach § 4 Abs. 2 Satz 2 EnWG übernimmt der Bilanzkreisverantwortliche (z. B. der Händler) als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.

[116] Dies ist vergleichbar mit der Valutierung von Wertpapieren.

[117] Eine Option ist ein bedingtes Termingeschäft. Der Käufer einer Option hat das Recht, jedoch nicht die Pflicht, eine bestimmte Menge des Underlyings (z.B. Strom) zu kaufen (Call-Option) bzw. zu verkaufen (Put-Option). Der Verkäufer einer Option hat die Pflicht, das entsprechende Underlying zu liefern (Call-Option) oder vom Käufer abzunehmen (Put-Option). Er erhält dafür eine Prämie, deren Höhe von den Optionsparametern beeinflusst wird. Falls eine Option zum Verfallstermin nicht ausgeübt wird, verfällt sie und ist wertlos.

[118] Ein Future ist ein standardisierter börsengehandelter Vertrag eines Termingeschäftes, bei dem sich eine Vertragspartei verpflichtet, eine definierte Menge eines Gutes in der Zukunft zu einem heute vereinbarten Preis zu kaufen bzw. zu verkaufen.

[119] Ein Forward ist ein nicht standardisierter Terminkontrakt mit eindeutig festgelegten Eigenschaften, der nicht an der Börse gehandelt wird. Positionen in Forwards haben die gleichen Charakteristika und Marktrisiken wie die zugrunde gelegte Commodity.

[120] Der Begriff strukturierte Produkte beinhaltet Energielieferverträge, durch die Versorgungsunternehmen und Industriekunden ihr Beschaffungsportfolio exakt an ihre spezifischen Bedürfnisse anpassen.

[121] Die Penetrationspreisstrategie ist eine typische Strategie auf Märkten, die durch bedeutende Netzwerkeffekte gekennzeichnet sind.

129. In räumlicher Hinsicht hat das Amt die Märkte für Stromweiterverteiler (überwiegend Stadtwerke) und Strom-Großkunden bundesweit abgegrenzt. Der Markt für Kleinkunden wurde hingegen regional oder lokal abgegrenzt.[122]

130. Der Stromhandel wurde im Rahmen dieser Marktabgrenzung nicht berücksichtigt. Die Monopolkommission hat sich bereits in ihrem Sechzehnten Hauptgutachten für eine Abkehr von dieser traditionellen Marktabgrenzung ausgesprochen, da sie aufgrund der neueren Entwicklungen auf der Großhandelsebene als nicht mehr zeitgemäß erschien. Durch den Stromhandel, der sowohl das Handelsgeschäft an der deutschen Energiebörse EEX umfasst als auch außerbörslich stattfindende bilaterale Geschäfte (sog. OTC-Geschäfte), haben sich neue Möglichkeiten für die Händler und Weiterverteiler als Nachfrager auf der Distributionsstufe ergeben. Die Monopolkommission schlug vor, den Weiterverteilermarkt in zwei Märkte aufzuspalten mit dem Handel als neuer Zwischenstufe. Sie verwies auf die Möglichkeit, den Ansatz der Europäischen Kommission zu übernehmen, die zwischen folgenden sachlich relevanten Märkten unterscheidet:[123]

a) Stromerzeugung und Großhandelslieferung von elektrischer Energie (d. h. Erzeugung von elektrischer Energie in Kraftwerken und physische Einfuhr von Strom über Verbindungsleitungen und dessen Verkauf im Großhandelsmarkt an Händler, Verteilungsgesellschaften oder große Industrieendverbraucher),

b) Transport von elektrischer Energie über Hochspannungsnetze,

c) Verteilung von elektrischer Energie über Niederspannungsnetze,

d) Einzelhandelslieferung von elektrischer Energie an Endverbraucher,

e) Bereitstellung von Ausgleichsenergie.[124]

[122] Vgl. BKartA, Beschluss vom 12. September 2003, B8 – 21/03, WuW/E DE-V 823, 824 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“.

[123] Vgl. Monopolkommission, Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 520 sowie Europäische Kommission, Entscheidung vom 21. Dezember 2005, COMP/M.3696 – E.ON/MOL, Tz. 208 ff.

[124] Die Europäische Kommission definiert den Markt für Ausgleichsenergie wie folgt: „b. Balancing power
(219) In previous decisions, the Commission has distinguished a market for balancing power, in view of the lack of substitutability with other electricity supply at the wholesale level.
(220) In most electricity markets, the system operator is responsible for maintaining the tension in the grid within a very narrow bandwidth. If there is over-consumption, the tension in the grid would drop and this could cause at some point network stability problems. A problem also arises if there is under-consumption as then the tension in the grid rises above an acceptable tolerance level and the system operator must make sure that either some generation capacity is switched off or that some consumption is added. In Hungary, the system operator (MAVIR) operates the balance energy system and purchases energy in order to supply balance energy for the balance units. The system operator also purchases electricity in order to adjust the losses of the transmission grid as well as to provide network-related services.“ Vgl. ebenda Tz. 219 f.

Die Europäische Kommission differenziert – in Anlehnung an die unterschiedlichen Kundenkategorien – den unter d) aufgeführten Bereich „Einzelhandelslieferung von elektrischer Energie an Endverbraucher“ in mehrere sachlich relevante Märkte. Die Kundenkategorien werden dabei von der Kommission auf der Basis des geltenden Rechtsrahmens und der jeweiligen Verbrauchsprofile ermittelt. In den Jahren vor der Liberalisierung, als die Privatkunden noch nicht die Möglichkeit zum Wechsel ihres Stromanbieters besaßen, unterschied die Kommission die drei sachlich relevanten Märkte der Einzelhandelslieferung von elektrischer Energie an

– mittlere und große Geschäftskunden aus Industrie und Gewerbe,
– kleine Geschäftskunden aus Industrie und Gewerbe sowie
– Privatkunden.

Bisher hat die Europäische Kommission die Frage, ob die Privatkunden und kleinen Geschäftskunden nach der Öffnung des Privatkundenmarktsegmentes zum gleichen Markt zu zählen sind, ausdrücklich offen gelassen.

3.3.2 Modifizierter Ansatz des Bundeskartellamtes

3.3.2.1 Marktstufen

131. Während das Bundeskartellamt im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens von E.ON/Eschwege noch die traditionelle Marktabgrenzung vornahm, wurde die Marktabgrenzung im Rahmen des Revisionsverfahrens modifiziert.[125] Auch in der Fusionsentscheidung RWE/Saar Ferngas vom 12. März 2007 nahm das Amt diese modifizierte Marktabgrenzung vor, die von dem Konzept der Europäischen Kommission abweicht. Am 6. Juni 2007 hat das Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf die Beschwerde im Fall E.ON/Eschwege zurückgewiesen und die neue Marktabgrenzung des Kartellamtes in vollem Umfang bestätigt.[126] Unter Betonung der spezifischen Besonderheiten des Strommarktes, insbesondere der Homogenität von Strom, seiner Nichtspeicherbarkeit und der vertikalen Integration der Versorgungsunternehmen, unterscheidet das Bundeskartellamt zunächst drei Marktstufen:

(1) Erzeugerstufe,

(2) Distributionsstufe,

(3) Endkundenstufe.

132. Die Erzeugerstufe umfasst neben den vier großen Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall Europe auch alle weiteren Energieversorgungsunternehmen, die über eigene Energieversorgungskapazitäten verfügen. Darüber hinaus werden zur Erzeugungsstufe auch die

[125] Das Kartellamt legte die modifizierte Marktabgrenzung dem OLG Düsseldorf am 30. November 2006 als Anlage A zum Schriftsatz B6 – 21/03 bei.

[126] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6. Juni 2007, KVR 7/04, S. 8 ff. „E.ON/Eschwege“.

Nettostromimporte[127] gerechnet. Das Amt verweist darauf, dass die vier Verbundunternehmen maßgeblichen Einfluss auf den Ex- und Import von Strom haben, wobei Deutschland seit der Liberalisierung als Nettoexporteur fungiere. Demnach misst die Behörde dem Stromimport eine nachrangige Bedeutung bei.

133. Das Bundeskartellamt vertritt die Auffassung, dass die bei der Stromerzeugung eingesetzte Technologie und die damit in Verbindung stehenden Primärenergieträger aus Nachfragersicht weitgehend irrelevant sind, da sie das Endprodukt Strom als homogenes Produkt wahrnehmen. Für die Anbieter spiele jedoch eine Rolle, zu welchem Lastzeitpunkt welche Technologie zum Einsatz komme. Die vier Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe besitzen im Vergleich zu kleineren Kraftwerksbetreibern ein ausdifferenziertes Erzeugerportfolio, das alle Kraftwerkstypen beinhaltet.[128] Aufgrund dieser gravierenden Unterschiede in der Erzeugerstruktur liege es auf der Hand, dass nicht die zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten zu vergleichen seien, sondern die tatsächlich erzeugten Mengen.

134. Auf der Distributionsstufe seien neben den traditionellen Weiterverteilern (Stadtwerke und Regionalverteiler) Händler und die Verbundunternehmen selbst tätig. Bereits in der Marktdatenerhebung, die das Bundeskartellamt für die Jahre 2003 und 2004 durchgeführt hatte, war es zu dem Schluss gekommen, dass zwar die Märkte für den letztmaligen Absatz von Strom an die Verbraucher und die Märkte für den erstmaligen Absatz von Strom an die Großhändler im Wesentlichen unverändert geblieben sind. Erhebliche Änderungen habe es aber auf der Zwischenhandelsstufe gegeben, durch die determiniert werde, wie Elektrizität an die jeweiligen Abnehmer gelange, da sich hier nach der Marktöffnung im Jahr 1998 neue Alternativen entwickelt hätten. In der neuen Marktabgrenzung legt das Amt dar, dass Verbundunternehmen ihre Funktion als Distributor sowohl über maßgebliche Beteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern als auch über ihre konzerneigenen Handelsunternehmen ausüben.[129] Ganz gleich, ob die Distributoren untereinander handelten oder aber Strom direkt an Endabnehmer verkauften, lasse sich für alle Unternehmen dieser Stufe eine Gewinnerzielungsabsicht unterstellen. Dabei sei es nicht von Interesse, ob die auf dieser Zwischenstufe agierenden Unternehmen über eigene Verteilnetze verfügen oder ausschließlich als Händler auftreten. Auch auf dieser Stufe werde das unternehmerische Kalkül maßgeblich von der Homogenität elektrischer Energie bestimmt, wodurch dem Preis die Rolle des relevanten Wettbewerbsparameters zukomme. Der Verwendungszweck des angebotenen Stroms sei hierbei ebenso irrelevant wie der Besitz einer Netzinfrastruktur. Da es im Gegensatz zu den Distributionsstufen vieler anderer Märkte üblich sei, dass die Unternehmen der Distributionsstufe auch miteinander handelten, werde dieselbe Strommenge in vielen Fällen mehrmals gehandelt.

135. Das Bundeskartellamt vertritt die Auffassung, dass der Distributionsstufe keine maßgebliche kompetitive Bedeutung zukommt. Sie erfülle vielmehr eine intermediäre Aufgabe. Diese Aufgabe ergebe sich aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom, wodurch die nachgefragte Menge immer exakt der angebotenen Menge an Elektrizität entsprechen müsse. Ungleichgewichte seien unverzüglich durch den Betreiber der Regelzone auszugleichen. Demnach sei strategisches Agieren der Unternehmen auf der Distributionsstufe, das sich darin äußern könnte, den Strom in Zeiten geringer Nachfrage zurückzuhalten und ihn bei deutlichem Anstieg der Nachfrage an den Markt zu bringen, unmöglich. Den Unternehmen auf dieser Stufe komme ausschließlich die Rolle des Stromverteilers zu, wobei sie bei ihrem Handeln von der Erzeugungsstufe beeinflusst würden. Die wettbewerbliche Bedeutung ließe sich auch nicht dadurch erhöhen, dass die Unternehmen der Distributionsstufe als Anbieter für die Belieferung von Endkunden betrachtet würden. Sofern die dort auftretenden Unternehmen nicht über eigene Erzeugerkapazitäten verfügten, bliebe die Abhängigkeit von der Erzeugungsstufe auch weiterhin bestehen. Abhängigen Händlern und Weiterverteilern könne es – ohne hinreichende eigene Kapazitäten – nicht gelingen, Druck auf die Erzeugungsstufe auszuüben, da die Händler (zumindest mittelfristig) durch die Reduktion der gelieferten Strommenge sanktioniert werden könnten.

136. Auf der Endkundenstufe seien alle Nachfrager aktiv, die den Strom zum eigenen Verbrauch beziehen. Das Bundeskartellamt differenziert zwei Nachfragegruppen: Kleinkunden (Haushalte und kleine Gewerbekunden) und (industrielle) Großkunden. Beide Kundengruppen fragen ihren Strom bei Unternehmen der Distributionsstufe nach (Marktgegenseite). Die Homogenität des Produktes Strom trage auch auf dieser Stufe dazu bei, dass bei gleichem Preis keine Kundenpräferenzen dafür bestünden, von welchem Unternehmen der Distributionsstufe sie den Strom geliefert bekämen. Die Entscheidung über den Strombezug werde vom Strompreis als einzig maßgeblichem Unterscheidungskriterium beeinflusst.

137. Im Vorfeld der Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes werden die physische Stromverteilung über die Netze und die Bereitstellung von Regelenergie als eigene Stufe ausgeklammert. Die Monopolkommission hält die Ausgrenzung der physischen Stromverteilung für vertretbar, da die Netzebene in ihrer Gänze, d. h. Übertragungs- und Verteilnetze, als resistentes natürliches Monopol anzusehen ist. Somit steht der Eigentümer eines Netzes den Nachfragern von Transportleistungen als Monopolist gegenüber. Deshalb hat der Gesetzgeber den Markt für Transportdienstleistungen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene seit Juli 2005 einer Regulierung durch die Bundesnetzagentur bzw. die Landesregulierungsbehörden unterworfen. Der Preis bildet sich demnach nicht frei am Markt, sondern wird von den zuständigen Behörden auf Basis der beantragten Netzentgelte und der angegeben Kosten ex ante genehmigt. Der genehmigte Preis für die

[127] Nettostromimporte sind die Stromimporte (Strom der vom Ausland nach Deutschland transportiert wird) abzüglich der Stromexporte (Strom der von Deutschland ins Ausland transportiert wird).
[128] Vgl. die Aufstellungen der Kraftwerke im Anhang.
[129] Vgl. Darstellung der vertikalen Integration im Anhang.

Netzentgelte stellt für alle Stromkunden in einer Region und die Lieferanten ein Datum dar. Alle Kunden auf der untersten Netzebene haben unabhängig vom gewählten Lieferanten die gleichen Netzentgelte zu zahlen, die einen Bestandteil des Endkundenpreises darstellen. Die Höhe der Netzentgelte wird bei gegebener nachgefragter Strommenge lediglich davon beeinflusst, auf welcher Netzebene der jeweilige Endkunde den Strom aus dem Netz bezieht. Insofern beeinflussen die Netzentgelte die Wahl des Lieferanten nicht.

3.3.2.2 Sachliche und räumliche Marktabgrenzung

138. Bei der sachlichen Marktabgrenzung wendet das Bundeskartellamt primär das Bedarfsmarktkonzept an. Danach sind diejenigen Leistungen dem sachlich relevanten Markt zuzuordnen, die aus Nachfragersicht hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar angesehen werden. Unter Einbeziehung der obigen Ausführungen lassen sich nach Ansicht des Kartellamtes als sachlich relevante Märkte grundsätzlich der Endkundenmarkt und diverse Zwischenmärkte, bei denen die Nachfrager nicht zum eigenen Verbrauch nachfragen, differenzieren.

139. Auf der letzen Marktstufe, dem Endkundenmarkt, stehen Lieferanten den Letztverbrauchern gegenüber. Da sich das Abnahmeverhalten von Kleinkunden und großen gewerblichen oder industriellen Kunden deutlich unterscheidet, differenziert das Bundeskartellamt zwischen zwei weiteren Märkten: den Markt für Strom-Großkunden und den Markt für Strom-Kleinkunden.

140. Industrielle Großkunden sind leistungsgemessene Kunden, die an die Mittelspannungsebene und an höhere Netzebenen angeschlossen sind. Bei ihnen wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Maßgeblich für die Abrechnung ist der höchste Verbrauch während dieses Zeitraums innerhalb eines Abrechnungsjahres. Die Leistungsmessung ermöglicht es, einen Lastgang zu ermitteln, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über eine bestimmte Zeit aufzeigt. Großkunden besitzen wegen der höheren Nachfrage, der besseren Dokumentation ihres Verbrauchs, des Vorhandenseins von Controlling- und Handelsabteilungen eine deutlich bessere Verhandlungsposition gegenüber den Stromlieferanten als Kleinkunden. Darüber hinaus sind sie wesentlich preissensibler, was sich unter anderem in der bereits skizzierten deutlich höheren Wechselbereitschaft dokumentiert. Großkunden treten sowohl bei direkten Vorlieferanten als auch im OTC-Geschäft und bei institutionalisierten Handelsplätzen als Nachfrager auf. Sie fragen in der Regel strukturierte Produkte und häufig auch ergänzende komplementäre Dienstleistungen nach.

141. Kleinkunden sind nichtleistungsgemessene Kunden, die zumeist an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Ihr Verbrauch wird mit Hilfe normierter Standardlastprofile abgebildet. Strom-Kleinkunden decken ihren Bedarf primär beim angestammten Weiterverteiler (Stadtnetzbetreiber) zu Tarifpreisen und treten nicht selbst als Nachfrager auf Handelsplätzen oder im OTC-Handel auf. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die von ihnen nachgefragte Strommenge zu gering und die damit in Verbindung stehenden Transaktionskosten zu hoch sind.

142. Das Bundeskartellamt vertritt die Ansicht, dass auf eine konkrete Abgrenzung von Zwischenmärkten auf der Distributionsstufe verzichtet werden könne. Auf dieser Stufe lasse sich auch ohne genaue Kenntnis der Marktteilnehmer eine wettbewerbliche Beurteilung vornehmen, da das Marktergebnis der gesamten Stufe eine maßgebliche Beeinflussung durch das Verhalten der Unternehmen auf der Erzeugerstufe erfahre. Hierfür ließen sich die nachfolgenden Gründe anführen:

– Auf dem Markt für den erstmaligen Absatz seien als Anbieter alle Unternehmen anzutreffen, die über einen eigenen Kraftwerksbestand verfügen. Die Technologie der Erzeuger unterscheide sich in ihrer Eignung zur Deckung der fluktuierenden Nachfrage. Nur die vier großen Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe verfügten über ein Erzeugerportfolio, dass alle Lastzeiten abdecken könne. Andere Erzeuger besäßen häufig nur Kraftwerke, die sich zur Deckung der Nachfrage in einer bestimmten Lastzeit, z. B. zur Deckung der Mittellast, eignen. Stadtwerke betrieben vielfach Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die nur einen Teil ihres Strombedarfs abdecken. Vor dem skizzierten Hintergrund sei es von Relevanz, zu welchem Einsatz im Kraftwerksverbund sich die jeweiligen Anlagen der Stromerzeuger eignen und wann sie tatsächlich zur Produktion eingesetzt werden. Zwar könne der Stromimport relevant werden, sofern dieser in großem Umfang erfolge. Bisher seien Importe wegen bestehender Netzengpässe aus allen an die Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Ländern, mit Ausnahme von Österreich, vergleichsweise unbedeutend. Ihr Anteil betrage lediglich 10 Prozent des inländischen Stromabsatzes. Darüber hinaus würden alle Grenzkuppelstellen von den vier Verbundunternehmen bewirtschaftet, die diese vornehmlich für Exporte nutzten. Dies zeige sich daran, dass Deutschland seit Beginn der Liberalisierung als Nettoexporteur fungiere. Demnach sei nicht von wettbewerblichen Impulsen durch den Stromimport auszugehen.

– Zusätzlich existierten weitere nachgelagerte Zwischenmärkte, auf denen Strom gehandelt werde. Auf die Abgrenzung dieser Zwischenmärkte ließe sich jedoch gerade wegen der strukturellen Besonderheiten des Strommarktes verzichten: Auf beiden Seiten seien Verbundunternehmen über konzerneigene Regionalversorger, Stadtwerke und konzerneigene Handelsunternehmen, Weiterverteiler (Regionalversorger und Stadtwerke) sowie Stromhändler ohne eigenes Netz vertreten. Allein die Tatsache, dass Weiterverteiler und Stadtwerke auf einem Zwischenmarkt der Distributionsstufe sowohl als Anbieter als auch als Nachfrager auftreten können, rechtfertige die Herausnahme dieser Stufe aus dem relevanten Markt. Diese stromspezifische Besonderheit der Distributionsstufe zeige

lediglich, dass auch Strom mehrfach zwischen Unternehmen gehandelt werden könne, sage jedoch nichts über die Marktverhältnisse im Großhandel aus, da dem Handel zwischen den Distributoren keine kompetitive Bedeutung zukomme. Hierbei beruft sich das Amt auf die höchstrichterliche Rechtsprechung zum Staubsaugerbeutelmarkt vom Oktober 2004, in der darauf hingewiesen wird, dass eine Marktaufteilung bereits aus Rechtsgründen nicht in Betracht komme, sofern sie dazu führe, dass „auf der Angebotsseite des Händlermarktes Wettbewerb vorgetäuscht würde, der in Wirklichkeit nicht besteht.“[130]

– Unabhängig von einer konkreten Marktabgrenzung ließen sich die Wettbewerbsverhältnisse auf der Distributionsstufe durch zwei Typen von Nachfragern charakterisieren. Zum einen seien dies Händler und Weiterverteiler mit eigenen Stromerzeugungskapazitäten. Zum anderen fänden sich Händler und Weiterverteiler ohne eigene Erzeugungskapazitäten. Bei ersteren handele es sich primär um die Verbundunternehmen selbst, die über Tochterunternehmen als Händler oder Weiterverteiler aktiv seien, und um Stadtwerke, die über eigene Erzeugerkapazitäten verfügten. Die Marktposition der zweiten Gruppe, der Nachfrager ohne eigene Kraftwerkskapazitäten, sei nur eine abgeleitete Position der beliefernden Stromerzeuger. Deshalb sei zu rechtfertigen, dass die Beurteilung der gesamten Distributionsstufe alternativ anhand der Verhältnisse auf der Erzeugerstufe vorgenommen werden könne.

143. Den Markt für Strom-Kleinkunden grenzt das Bundeskartellamt in räumlicher Hinsicht auch weiterhin lokal auf das Netzgebiet, „also das zur Versorgung eines Gewerbebetriebes und Haushalts benötigte Niederspannungsnetz“[131], ab. Die Abgrenzung sei dadurch zu rechtfertigen, dass die Entwicklung des Geschäftes mit nichtleistungsgemessenen Endkunden stagniere. Die potentielle Möglichkeit des Endkundenwechsels spiele keine wesentliche Rolle, was sich in der geringen Wechselquote von etwas mehr als 2 Prozent im Jahr 2005 zeige. Das Amt sieht sich hierbei durch die Rechtssprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) bestätigt. [132]

144. Alle anderen Märkte, Strom-Großkundenmarkt und die Märkte der Distributionsstufe, grenzt das Amt bundesweit ab. Dies sei dadurch gerechtfertigt, dass aufgrund der signifikant genutzten Durchleitung nicht nur Stromlieferungen innerhalb des gesamten Bundesgebietes möglich seien, sondern auch realisiert würden. Eine Abgrenzung über die deutschen Landesgrenzen hinaus sieht das Kartellamt als nicht sachgerecht an, da der Stromimport nur eine rudimentäre Rolle spiele.

[130] Vgl. BGH, Beschluss vom 5. Oktober 2004, KVR 14/03, WuW/E DE-R 13,55, 1357 „Staubsaugerbeutelmarkt“.

[131] BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06 „Saar/Ferngas“, S. 12.

[132] BGH, Urteil vom 4. November 2003, KZR 16/02, WuW/E DE-R 1206, 1208 „Strom und Telefon I“.

3.3.2.3 Kritische Würdigung der Marktabgrenzung

145. Die Monopolkommission stimmt der Auffassung des Bundeskartellamtes nicht zu, dass die skizzierten Stufen und die daraus abgeleiteten Märkte das gesamte „freie, nicht präventiv regulierte“ Marktgeschehen im Rahmen einer Stromlieferung abbilden. So bleibt bei der aktuellen Marktabgrenzung des Kartellamtes der Regelenergiemarkt unbeachtet. Ein möglicher Grund für die Nichtbeachtung könnte sein, dass die Kosten für Regelenergie von den Übertragungsnetzbetreibern in voller Höhe auf die Netzentgelte übertragen werden. Diese Tatsache könnte das Amt fälschlicherweise zu der Annahme veranlassen, der Regelenergiemarkt stelle keinen eigenen Markt dar, vielmehr sei er ein integrativer Bestandteil der Netzebene, die wiederum vom Wettbewerb ausgenommen ist. Da sich der Markt für Regelenergie prinzipiell wettbewerblich gestalten lässt, wäre dieser jedoch in der Marktabgrenzung zu betrachten.

146. Der Regelenergiemarkt kann in drei sachlich relevante Märkte untergliedert werden, den Markt für Primärreserve, den Markt für Sekundärreserve und den Markt für Minutenreserve. Gemäß der bisher praktizierten Verfahren wären die Märkte für Primär- und Sekundärreserve in räumlicher Hinsicht regional, d. h. nach den jeweiligen Regelzonen, abzugrenzen.[133] In diesem Fall steht der Übertragungsnetzbetreiber als Nachfragemonopolist einer sehr geringen Zahl an regelenergiefähigen Kraftwerken als Anbieter gegenüber. Am 31. August 2007 hat die Bundesnetzagentur analog zur Minutenreserve grundlegende Festlegungen zu den Ausschreibungsbedingungen bei der Primär- und Sekundärregelung beschlossen, in denen sie deutschlandweite Ausschreibungen für beide Regelenergieformen vorschreibt.[134] Dies bedeutet, dass die Kernanteile für diese Regelenergiearten mit dem Wirksamwerden der neuen Ausschreibungsbedingungen am 1. Dezember 2007 entfallen. Somit wären die beiden Märkte zukünftig deutschlandweit abzugrenzen. Da der überwiegende Anteil des Bedarfs an Minutenreserve von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf einer gemeinsamen Plattform deutschlandweit ausgeschrieben wird, lässt sich der Markt für Minutenreserve ebenfalls national abgrenzen.[135] Auf diesem Markt stehen die vier Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager von Regelenergie den Betreibern von regelenergiefähigen Kraftwerken bzw. Kraftwerkpools sowie Stromkunden, die ihre überschüs-

[133] Von der Primärreserve werden bisher 100 Prozent in der jeweiligen Regelzone erbracht. Bei der Sekundärreserve beträgt der Kernanteil, der bisher in der jeweiligen Regelzone zu erbringen ist, zwei Drittel des nachgefragten Volumens. Vgl. BNetzA, Beschluss vom 29. August 2006, BK6-06-012, S. 1.

[134] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31.August 2007, BK6-06-066, sowie BNetzA, Beschluss vom 31. August 2007, BK6-06-065.

[135] Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben zwischen 60 und 90 Prozent des Bedarfs an Minutenreserve deutschlandweit aus. Vgl. https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/veroeffentlichung/choose Ausschreibung.do. Die Bundesnetzagentur hat keine Vorgaben zum minimalen Kernanteil an Minutenreserve gemacht, so dass sich auch der gesamte Bedarf an Minutenreserve deutschlandweit ausgeschrieben ließe. Vgl. BNetzA, Beschluss vom 29. August 2006, BK6-06-012, S. 1.

sige Menge zum Verkauf anbieten (Lastabwurf), als Anbieter gegenüber.[136] Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Bedarfsdeckung im Rahmen der Gewährleistung der Systemsicherheit keine Alternative zu dem vorhandenen Angebot an Regelenergie. Die Anbieter von Regelenergie können sich auch dafür entscheiden, ihre Strommengen auf dem Großhandelsmarkt anzubieten. Vor diesem Hintergrund stellen die Nachfrager auf den Großhandelsmärkten enge Substitute für die Anbieter von Regelenergie dar.

147. Auch die Beurteilung der Wettbewerbswirkung der Distributionsstufe ließe sich differenzierter vornehmen. Die Monopolkommission misst der wettbewerblich organisierten Distributionsstufe im Gegensatz zum Bundeskartellamt durchaus eine beschränkte positive Wettbewerbswirkung auf den Endkundenmarkt bei. So ermöglicht die Vielzahl an Strombezugsalternativen auch kleineren Handelsunternehmen mit einer schlanken Personalstruktur, sich mit günstigen Endkundenprodukten am Markt zu etablieren, was den Nachfragern direkt zugute kommt. Falls der Wettbewerb auf dieser Stufe ausbleiben würde, könnten sich die Endkundenpreise durch zusätzliche Preisaufschläge auf der Distributionsstufe weiter erhöhen.

148. Darüber hinaus ließen sich nach Ansicht der Monopolkommission ergänzend moderne ökonometrische Konzepte einsetzen, wie sie im Rahmen des „more economic approach“ Anwendung finden. Insbesondere der hypothetische Monopolistentest (SSNIP, Small but Significant Non Transitory Increase in Price) könnte bei der räumlichen und auch sachlichen Marktabgrenzung zu neuen Erkenntnissen beitragen.

149. Im Gegensatz zu dem ausschließlich auf die Untersuchung von Nachfragesubstitution angelegten Bedarfsmarktkonzept umfasst der hypothetische Monopolistentest auch ein angebotsorientiertes Element. Seine Relevanz tritt gerade für die räumliche Marktabgrenzung zutage, da hier keine Umstellung der Produktionsanlagen, sondern allein eine Neuausrichtung der Vertriebskanäle notwendig wird. Dasselbe gilt für die Marktabgrenzung nach verschiedenen Kundengruppen (z. B. Privatkunden versus Geschäftskunden). Der hypothetische Monopolistentest untersucht im Rahmen eines Gedankenexperimentes für ein spezifisches Produkt, inwieweit für einen Hersteller eine dauerhafte, geringfügige, aber signifikante Preiserhöhung profitabel wäre, wenn er hypothetisch eine Monopolstellung für dieses Produkt hätte. Grundsätzlich kann die Profitabilität einer solchen Preissteigerung durch Reaktionen der Kunden sowie der aktuellen und potentiellen Wettbewerber beeinträchtigt werden: Konsumenten können auf den Erwerb des Gutes verzichten oder auf ein anderes, ähnliches Produkt ausweichen (Nachfragesubstitution). Schließlich können Wettbewerber des Unternehmens ihre Produktion oder ihre Vertriebskanäle modifizieren und die Kunden auf dem relevanten Markt zu niedrigeren Preisen bedienen (Angebotssubstitution). Sind derartige Substitutionsbeziehungen für das betrachtete Produkt von signifikanter Bedeutung, führt eine Erhöhung des Preises nicht zu Gewinnsteigerungen und gegebenenfalls sogar zu erheblichen Gewinneinbußen. Die Analyse wird ausgehend vom „engsten“ Markt schrittweise um angrenzende Gebiete oder Produkte erweitert. In jedem Schritt wird geprüft, ob eine Preiserhöhung (meist zwischen 5 und 10 Prozent) über das Wettbewerbsniveau hinaus für einen hypothetischen Monopolisten unter Beachtung der erwarteten Mengeneffekte profitabel ist. Wird diese Frage mit „Nein“ beantwortet, so zählen weitere Gebiete oder Produkte zum relevanten Markt, da anscheinend enge Substitutionsbeziehungen bestehen. Wird die Frage hingegen mit „Ja“ beantwortet, so ist der relevante Produktmarkt abgegrenzt.

150. Im Rahmen des hypothetischen Monopolistentests wäre beispielsweise die Frage zu klären, ob ein hypothetischer Monopolist auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz auch über eine Monopolstellung auf allen oder einigen weiteren Märkten der Distributionsstufen verfügen muss (z. B. Stromhandelsmärkte, die dem Markt für erstmaligen Stromabsatz nachgelagert sind), um eine 5- bis 10-prozentige Preiserhöhung profitabel zu machen. Dies dürfte nach Einschätzung der Monopolkommission aufgrund der stromspezifischen Besonderheiten nicht der Fall sein, so dass vermutlich auch bei Anwendung des SSNIP-Tests der Markt für den erstmaligen Absatz von Strom als maßgeblicher Markt der Distributionsstufe anzusehen wäre. Bei einer Marktabgrenzung nach dem Bedarfsmarktkonzept könnte hingegen argumentiert werden, dass aus Sicht der Nachfrager nicht relevant ist, ob Strom von einem Ersterzeuger oder einem Händler auf einer nachgelagerten Stufe bezogen wird, so dass Händler und Stromerzeuger einen gemeinsamen relevanten Markt bilden würden. Bei einer Abgrenzung nach dem hypothetischen Monopolistentest wird hingegen bereits bei der Marktdefinition berücksichtigt, welche Wettbewerbswirkungen von Händlern ausgehen können.

151. Im Rahmen des hypothetischen Monopolistentests wäre allerdings auch zu prüfen, inwieweit unabhängige Weiterverteiler als Nachfrager auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz auf eine Preiserhöhung des hypothetischen Monopolisten (Erzeuger) mit einer Rückwärtsintegration reagieren würden. So ist denkbar, dass sich unabhängige Weiterverteiler für den Bau eigener Kraftwerke und gegen den Strombezug entscheiden würden. Auch in diesem Fall könnte sich eine Preiserhöhung nicht lohnen (potentieller, disziplinierender Wettbewerb durch Eigenerzeugung), so dass die unabhängigen Weiterverteiler durchaus demselben Markt zuzurechnen wären wie die aktuellen Erzeuger und der Markt somit weiter abzugrenzen wäre.

---

[136] Es bleibt darauf hinzuweisen, dass die Konzernmütter der Übertragungsnetzbetreiber direkt oder indirekt einen ca. 80 Prozentigen Anteil an der deutschen Nettostromerzeugung haben. Vor diesem Hintergrund treten die Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager von Regelenergie zu weiten Teilen den eigenen Konzernschwestern als Anbieter von Regelenergie gegenüber. Der Anteil der konzernzugehörigen Kraftwerke an dem Gesamtvolumen der Regelenergie liegt aufgrund der Ausschreibungsmodalitäten wie Kernanteil und Präqualifizierungsmaßnahmen noch über 80 Prozent. Eine detaillierte Analyse wird in Abschnitt 3.5.4.4 vorgenommen.

152. Darüber hinaus ließe sich für den Strom-Großkundenmarkt untersuchen, ob es sich tatsächlich um einen deutschlandweiten Markt handelt oder gegebenenfalls sogar um einen regional enger abzugrenzenden Markt. Wäre z. B. davon auszugehen, dass es bei einer 5- bis 10-prozentigen Preiserhöhung eines hypothetischen Monopolisten in einer bestimmten Regelzone keine zusätzlichen Anbieter von außerhalb dieser Regelzone gäbe, die den betroffenen Großkunden bilaterale Verträge offerieren und damit das Verhalten des hypothetischen Monopolisten in der Regelzone disziplinieren würden, so wäre der Markt nicht deutschlandweit, sondern nach Regelzonen abzugrenzen.

153. Generell ließe sich mit Hilfe des hypothetischen Monopolistentests auch überprüfen, inwieweit es sich bei den Märkten für Strom-Klein- und Strom-Großkunden tatsächlich um zwei sachlich getrennte Märkte handelt. Es ist davon auszugehen, dass hier asymmetrische Substitutionsbeziehungen vorliegen.

154. So wäre auf der einen Seite zu untersuchen, ob eine hypothetische Monopolstellung bei Strom-Kleinkunden ausreicht, um eine 5 bis 10 Prozentige Preiserhöhung über das wettbewerbliche Preisniveau hinaus profitabel erscheinen zu lassen. Es stellt sich die Frage, ob (a) hinreichend viele Versorger von Strom-Großkunden bei einer solchen Preiserhöhung ihr Angebot an Strom-Kleinkunden ausweiten würden (Angebotssubstitution durch Markteintritt) und (b) so viele Strom-Kleinkunden ein solches Angebot wahrnehmen würden, dass die genannte Preiserhöhung gar nicht erst profitabel wäre. Da bereits jetzt viele Energieversorgungsunternehmen ihre Produkte sowohl Strom-Klein- als auch Strom-Großkunden anbieten, könnten möglicherweise hinreichend viele Anbieter, welche Strom-Großkunden beliefern, ihr Angebot an Strom-Kleinkunden ausweiten. Teil (a) der Frage wäre somit vermutlich zu bejahen. Allerdings unterscheidet sich die Wechselbereitschaft der Strom-Kleinkunden signifikant von der Wechselbereitschaft der Strom-Großkunden. Da die Strom-Kleinkunden weniger wechselbereit sind, wäre eine 5 bis 10-prozentige Preiserhöhung für Strom-Kleinkunden wohl durchaus profitabel, so dass Teil (b) der Frage zu verneinen und der Markt für Strom-Kleinkunden getrennt abzugrenzen wäre.

155. Auf der anderen Seite ist jedoch davon auszugehen, dass bei einer 5 bis 10-prozentigen Preiserhöhung eines hypothetischen Monopolisten für Strom-Großkunden sowohl (a) hinreichend viele Anbieter von Strom-Kleinkunden ihr Angebot auf Strom-Großkunden ausweiten würden als auch (b) hinreichend viele Strom-Großkunden ein solches Angebot annehmen und den Anbieter wechseln würden. Damit wären sowohl Teil (a) als auch Teil b) der Frage zu bejahen und bei einer Analyse des Marktes für Strom-Großkunden dieser nicht getrennt vom Strom-Kleinkundenmarkt abzugrenzen. Die skizzierte asymmetrische Substitutionsbeziehung müsste somit zu einer unterschiedlichen Marktdefinition führen, je nachdem ob der Wettbewerb um Strom-Großkunden oder der Wettbewerb um Strom-Kleinkunden analysiert werden soll.

156. Für die praktische Umsetzung des hypothetischen Monopolistentests ist allerdings anzumerken, dass seine Anwendung erschwert wird, wenn in der betrachteten Ausgangssituation bereits überhöhte – nicht wettbewerbliche – Preise vorliegen. In solchen Situationen wäre zunächst ein Quasi-Wettbewerbspreis zu ermitteln, was oftmals problematisch ist.

157. Die Monopolkommission gibt allerdings zu bedenken, dass die Umsetzung von SSNIP-Verfahren einen nicht vernachlässigbaren zusätzlichen Aufwand verlangt. Vor diesem Hintergrund wäre zu prüfen, ob das Kartellamt mit seinen gegenwärtigen Ressourcen derartige Verfahren adäquat anwenden kann. Sollte dies nicht der Fall sein, so wäre das Amt mit den entsprechenden Personal- und/oder Sachmitteln auszustatten, um eine adäquate Anwendung des hypothetischen Monopolistentests zu gewährleisten.

3.4 Wettbewerbsanalyse

3.4.1 Untersuchungen des Bundeskartellamtes

158. Für die bundesweit abgegrenzten Märkte „Strom-Erstbelieferung der Distributionsstufe“ und „Strom-Großkundenmarkt“ hat das Bundeskartellamt Marktanteile auf Basis der Marktdatenerhebungen von 2003 und 2004 berechnet. Eine genaue Marktanteilsberechnung aller anderen Märkte auf der Distributionsstufe, die dem Markt für die Strom-Erstbelieferung nachgelagert sind, sei aufgrund der Vielzahl der Akteure und des mehrfachen Handels ein und desselben Produktes nicht möglich. Wettbewerbspolitisch sei dies jedoch auch aus zwei Gründen von nachrangiger Bedeutung: Zum einen lasse sich auf diesen nachgelagerten Märkten aufgrund einer Vielzahl von Akteuren von funktionsfähigem Wettbewerb ausgehen. Zum anderen würden die verschiedenen Märkte der Distributionsstufe wegen der besonderen Eigenschaften des Gutes Strom, Produkthomogenität und Nichtspeicherbarkeit, maßgeblich von der Erzeugerebene beeinflusst. Der Marktanteil auf dem Markt für die Strom-Erstbelieferung der Distributionsstufe ergebe sich aus der erzeugten Nettostrommenge im jeweiligen Betrachtungsjahr abzüglich der Absatzmengen, die von den Unternehmen direkt an die Endkunden geliefert werden. Vor dem skizzierten Hintergrund ist es nach Ansicht des Amtes ausreichend, die Marktverhältnisse auf der Erzeugerstufe zu untersuchen.

159. Das Stromangebot, das durch Stromimporte entstehe, spiele dabei aus drei Gründen eine vernachlässigbare Rolle: Erstens sei der Anteil von Stromimporten am gesamten deutschen Stromabsatz geringer als 10 Prozent. Dies lasse sich insbesondere darauf zurückführen, dass der Umfang der Stromimporte durch die Kapazitätsengpässe an den Grenzkuppelstellen eingeschränkt werde. In naher Zukunft sei nicht davon auszugehen, dass es zu einer deutlichen Verringerung der Netzengpässe komme und so den Stromimporten eine größere Bedeutung zuteil werde. Zweitens fungiere Deutschland auf dem europäischen Markt bereits seit dem Jahr 2003 als Nettostromexporteur, wodurch der Effekt der Importe entwertet

werde.[137] Drittens seien alle Grenzkuppelstellen im Eigentum der vier Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe. Deshalb stehen die inländischen Stromerzeuger im Fokus der Angebotsbetrachtung des Amtes.

160. Das Bundeskartellamt hat im Rahmen seiner Marktdatenerhebung die Erzeugerstufe detailliert untersucht. In diesem Zusammenhang machte das Amt von seinen Auskunftsbefugnissen (§ 59 GWB) gegenüber den Unternehmen der Erzeugerstufe Gebrauch. Das Amt fand heraus, dass lediglich die vier deutschen Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe über ihre Erzeugertöchter über ein derartig ausdifferenziertes Kraftwerksportfolio verfügen, das die Deckung der Nachfrage in Grund-, Mittel, und Spitzenlastzeiten erlaubt.[138] Alle anderen Erzeuger besäßen nur Kraftwerke, die einzelne Lastzeiten abdecken.

161. Vor diesem Hintergrund wurden nur die vier deutschen Verbundunternehmen im Rahmen der Marktdatenerhebung nach eigenen Kraftwerken, Anteilen an Gemeinschaftskraftwerken sowie langfristig durch Verträge gesicherten und zurechenbaren Kraftwerksleistungen befragt. Bereits bei einem Vergleich der Stromerzeugungskapazitäten zeigte sich die dominante Stellung von E.ON und RWE. Sowohl im Jahr 2003 als auch im Jahr 2004 lag der gemeinsame Anteil der beiden Verbundunternehmen an der Stromerzeugungskapazität in Deutschland bei etwa 52 Prozent. Die verbleibenden Verbundunternehmen EnBW und Vattenfall Europe hatten zusammen einen Anteil von 30 Prozent an der inländischen Kraftwerkskapazität, womit alle vier Verbundunternehmen gemeinsam einen 82-prozentigen Anteil an der inländischen Stromerzeugungskapazität besaßen.[139]

162. Da jedoch nicht jede Kapazität tatsächlich abgerufen wird und die erwähnten gravierenden Unterschiede in der Erzeugerstruktur vorliegen, vertritt das Bundeskartellamt zu Recht die Auffassung, dass eine Aussage über die Konzentration auf der Erzeugerebene nur unter Betrachtung der tatsächlich erzeugten Mengen getroffen werden könne. E.ON und RWE besaßen im Jahr 2003 einen Anteil von 57 Prozent an der inländischen Nettostromerzeugung. Im Jahr 2004 lag der Anteil, um weitere zwei Prozentpunkte höher, bei 59 Prozent. Die gemeinsamen Anteile der beiden verbleibenden Verbundunternehmen EnBW und Vattenfall Europe lagen bei 29 Prozent im Jahr 2003 und bei 30 Prozent im Jahr 2004. Insgesamt betrug der Anteil der vier Verbundunternehmen an der inländischen Nettostromerzeugung 86 Prozent im Jahr 2003 und 89 Prozent im Jahr 2004.[140] Da die beiden Verbundunternehmen E.ON und RWE die Vermutungsschwelle des § 19 Abs. 3 Nr. 1 GWB erfüllen, nahm das Kartellamt eine duopolistische Marktbeherrschung dieser Unternehmen an.[141]

163. Eine neuere Studie von Zimmer, Lang und Schwarz aus dem Jahr 2006 untersuchte ebenfalls die Konzentrationsraten auf der Erzeugerebene in Deutschland.[142] Die Autoren bestätigen die Ergebnisse des Bundeskartellamtes. Auf Basis einer eigenen Datenerhebung kommen sie für die Nettostromerzeugung im Jahr 2006 zu folgenden Ergebnissen:[143] E.ON und RWE halten jeweils einen Anteil von 26,5 Prozent an der inländischen Nettostromproduktion.[144] Die Werte liegen zwar geringfügig unter den Marktanteilswerten, die das Bundeskartellamt für die Jahre 2003 und 2004 festgestellt hat, die gemeinsamen Marktanteile von E.ON und RWE überschreiten jedoch auch hier die Vermutungsschwelle für Marktbeherrschung (§ 19 Abs. 3 Nr. 1 GWB). Die Anteile von Vattenfall und EnBW liegen bei 16,9 Prozent und 10,3 Prozent. Das fünftgrößte Stromerzeugungsunternehmen, die Evonik Industries AG (ehemals STEAG AG)[145] produziert 6,5 Prozent des inländischen Stroms.[146] Auffällig ist hierbei, dass E.ON und RWE indirekt – über ihre Anteile an der RAG AG – an der Evonik Industries AG beteiligt sind. Die RAG AG ist 100-prozentiger Anteilseigner der Evonik Industries AG. Die RAG AG selbst wird zu 39,2 Prozent von E.ON und zu 30,2 Prozent von RWE gehalten. Demnach kontrollieren die beiden größten deutschen Energieversorger indirekt die Evonik Industries AG, wodurch sich die Marktanteile dieses fünftgrößten Energieversorgers prinzipiell den beiden großen Verbundunternehmen zurechnen lassen.[147]

164. Neben der Marktanteilsberechnung auf der Erzeugerebene hat das Bundeskartellamt auch die Marktanteile für den Strom-Großkundenmarkt berechnet. Hier ergab sich das in Tabelle 3.2 dargestellte Bild.

---

[137] Auffällig ist, dass an den Grenzkuppelstellen zu Ländern mit niedrigeren Strompreisen wie Polen und Tschechien regelmäßige Netzengpässe in Richtung Deutschland zu verzeichnen sind, während die Kuppelstellen in Länder mit vergleichsweise hohem Preisniveau wie die Niederlande von deutscher Seite aus gut ausgebaut sind.

[138] Jedes Verbundunternehmen verfügt über wesentliche Beteiligungen an Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerken. Die wesentlichen Kraftwerksbeteiligungen der Verbundunternehmen finden sich im Anhang unter A.5, A.15f., A.24 und A.28.

[139] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6. Juni 2007, KVR 7/04 „E.ON/Eschwege“, S. 23.

[140] Vgl. ebenda, S. 24.

[141] § 19 Abs. 3 Nr. 1 GWB: „Eine Gesamtheit von Unternehmen gilt als marktbeherrschend, wenn sie aus drei oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von 50 vom Hundert erreichen“.

[142] Vgl. Zimmer, M., Lang, C. Schwarz, H.-G., Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung 2006, in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb, Jg, 5, 2007, S. 64–69.

[143] Bei der Zuordnung der Kapazitäten wurde die Dominanzmethode angewendet. Bei Gemeinschaftsunternehmen mit jeweils 50 Prozent Beteiligungen von zwei Verbundunternehmen wurde die Produktion den Unternehmen paritätisch zugerechnet.

[144] Die inländische Nettostromerzeugung lag nach Angaben des VDEW im Jahr 2006 bei 596,1 Mrd. kWh. Vgl. VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a.M. 2007, S. 2.

[145] Seit dem 12. September 2007 trägt die STEAG AG den Namen Evonik Industries AG. Vgl. http://www.evonik.de/ opencms/de/energy/ index.html (Stand 5. Oktober 2007)

[146] Vgl. Zimmer, M., Lang, C. Schwarz, H.-G., Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung 2006, S. 7.

[147] Vgl. Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 6. September 2007.

Tabelle 3.2

Marktanteile am Strom-Großkundenmarkt

	2003	**2004**
RWE	*20-25 %*	*über 20 %*
E.ON	*über 15 %*	*über 15 %*
EnBW	*unter 15 %*	*unter 15 %*
Vattenfall Europe	*deutlich unter 10 %*	*deutlich unter 10 %*
Händler	*deutlich unter 5 %*	*ca. 5 %*
Stadtwerke	*über 36 %*	*über 36 %*

Quelle: BKartA, Anlage A zum Schriftsatz B6 – 21/03 vom 30. November 2006, S. 13

165. Das Bundeskartellamt kam zu dem Ergebnis, dass bei Zugrundelegung der errechneten Marktanteile keiner der Vermutungstatbestände des § 19 GWB auf den Markt für Strom-Großkunden zutreffe. Deshalb könne alleine durch die errechneten Marktanteile nicht von einer marktbeherrschenden Stellung eines der vier Verbundunternehmen auf dem Strom-Großkundenmarkt ausgegangen werden. Jedoch weist das Kartellamt zu Recht darauf hin, dass die Verbundunternehmen über zahlreiche Minderheitsbeteiligungen an Stadtwerken zusätzlichen Einfluss auf den Strom-Großkundenmarkt haben. Während die Stromabgabemengen der konsolidierten Tochterunternehmen[148] an Großkunden (in der Regel Mehrheitsbeteiligungen) bereits bei der Berechnung der Marktanteile berücksichtigt wurden, ist dies bei den Minderheitsbeteiligungen nicht der Fall.

166. In der Datenerhebung zum Stand der vertikalen Integration der vier Verbundunternehmen, welche die Monopolkommission anlässlich des vorliegenden Sondergutachtens vorgenommen hat, zeigte sich folgendes Bild: E.ON hat 193 Minderheitsbeteiligungen an regionalen Stromversorgern (unter anderem Stadtwerke). RWE besitzt 71, EnBW 40 und Vattenfall Europe zehn Minderheitsbeteiligungen an regionalen Stromversorgern. Es ist anzunehmen, dass die Verbundunternehmen über ihre Minderheitsbeteiligungen auf die regionalen Versorger einen mehr oder minder starken Einfluss ausüben können.

167. Das Kartellamt hat den Strom-Kleinkundenmarkt aufgrund der noch immer sehr geringen Wechselquoten auch weiterhin regional abgegrenzt. Bei dieser Marktabgrenzung und unter Betrachtung der Marktanteilswerte von zumeist über 90 Prozent weist dieser Markt noch immer gebietsmonopolistische Strukturen auf. Auch auf dieser Stufe haben alle vier Verbundunternehmen – insbesondere E.ON und RWE – über zahlreiche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen an den regionalen Grundversorgern einen maßgeblichen Einfluss auf den Strom-Kleinkundenmarkt.[149] Dieser Einfluss wird durch den indirekten Einfluss, den die Erzeugerstufe aufgrund der stromspezifischen Besonderheiten auf alle anderen Marktstufen ausstrahlt, weiter erhöht.

168. Das Bundeskartellamt hat eine sehr umfangreiche und detaillierte Marktdatenerhebung vorgenommen und die Duopolvermutung auf Basis des herkömmlichen kartellrechtlichen Instrumentariums präzise begründet. Jedoch ist allgemein bekannt, dass Konzentrationsraten, wie sie als Vermutungstatbestände im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen verankert sind, einige Schwächen aufweisen. So werden sie maßgeblich von der zuvor getroffenen geographischen Abgrenzung des relevanten Marktes beeinflusst. Darüber hinaus sind sie statischer Natur und vernachlässigen bei der rein strukturellen Betrachtung des Angebotes eventuelles strategisches Verhalten der Anbieter sowie die Reaktion der Nachfrager. Die Konzentrationsraten können im Rahmen der Wettbewerbsanalyse durchaus ein wertvolles Hilfsinstrument darstellen. Zusätzlich sollten jedoch ergänzende Hilfsinstrumente Anwendung finden, um die Aussage über die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs auf eine breite Basis von Indizien stützen zu können.

169. Auch das Bundeskartellamt hat zusätzliche Marktstrukturdeterminanten wie die Homogenität des Gutes Strom, die geringe Preiselastizität der Stromnachfrage, die hohe Markttransparenz und die stagnierende Gesamtnachfrage nach Elektrizität betrachtet, um hierdurch die Duopolvermutung zu festigen. Es findet eine breite ökonomische Anerkennung, dass die genannten marktstrukturellen Voraussetzungen kollusives Verhalten begünstigen können. Darüber hinaus wurde auf Gemeinschaftsbeteiligungen z. B. auf Kraftwerks- und Stadtwerkeebene hingewiesen.

170. Die Monopolkommission sieht in den gleichgerichteten Interessen, die zwangsläufig aus Gemeinschaftsbeteiligungen resultieren, auch eine erhöhte Gefahr für ein gleichgerichtetes nichtwettbewerbliches Verhalten und hat deshalb ebenfalls die Gemeinschaftsbeteiligungen untersucht. Die nachfolgende Tabelle 3.3 soll eine Übersicht über die Gemeinschaftsbeteiligungen der vier Verbundunternehmen an Kraftwerken in Deutschland geben. Hierbei wurden nur Kraftwerke aufgeführt, an denen die Verbundunternehmen entweder direkt beteiligt sind (seien es Mehr- oder Minderheitsbeteiligungen), oder Beteiligungen über Unternehmen, die von den Verbundunternehmen kontrolliert werden (d. h. Beteiligungen über 50 Prozent). So wurden die Erzeugungskapazitäten der ehemaligen STEAG AG, die sich aus einer indirekten Minderheitsbeteiligung über die Evonik Industries AG ergeben, nicht betrachtet. Die nachfolgende Tabelle 3.3 unterschätzt den Einfluss der Verbundunternehmen somit tendenziell.

[148] E.ON hält 37, RWE 26, EnBW 23 und Vattenfall Europe 4 Mehrheitsbeteiligungen an regionalen und überregionalen Stromversorgern. Vgl. A.2 f., A.7-A.13, A.18-22 und A.26 im Anhang.

[149] Vgl. die Beteiligungen an regionalen Versorgern auf den Seiten A.2 f., A.7-A.13, A.18-A.22 und A.26 im Anhang.

Tabelle 3.3

Verflechtungen auf Kraftwerksebene[1]

	E.ON	RWE	EnWB	Vattenfall	Installierte Leistung	Primärenergieträger
Großkraftwerk Mannheim		*40,00 %*	*32,00 %*		1 700 MW	Steinkohle
Heizkraftwerk Pforzheim	*10,00 %*		*30,00 %*		100 MW	Steinkohle
Kraftwerk Bexbach	*8,30 %*		*50,00 %*		714 MW	Steinkohle
KKW Brokdorf	*80,00 %*			*20,00 %*	1 370 MW	Uran
KKW Brunsbüttel	*33,30 %*			*66,70 %*	771 MW	Uran
KKW Emsland	*12,50 %*	*87,50 %*			1 329 MW	Uran
KKW Grundremmingen	*25,00 %*	*75,00 %*			2 572 MW	Uran
KKW Krümmel	*50,00 %*			*50,00 %*	1 346 MW	Uran
Kraftwerk Lippendorf	*25,00 %*		*25,00 %*	*50,00 %*	1 730 MW	Braunkohle
Kraftwerk Rostock	*50,40 %*	*24,60 %*		*25,00 %*	508 MW	Steinkohle
Schluchseewerke		*50,00 %*	*50,00 %*		1 700 MW	Wasser

[1] Die zu 100 Prozent fehlenden Besitzanteile am Großkraftwerk Mannheim hält die MVV RHE AG (28 Prozent). An dem Heizkraftwerk Pforzheim sind die Stadtwerke Pforzheim zu 55 Prozent beteiligt, die übrigen 5 Prozent gehören der Gesellschaft für kommunale Verkehrs- und Versorgungsanlagen mbH. Am Kraftwerk Bexbach halten die SaarEnergie AG 25 Prozent und die Stadtwerke Aachen 16,7 Prozent der Aktien. Am Kraftwerk Rostock ist die E.ON direkt beteiligt mit 45,7 Prozent der Aktien sowie mit weiteren 4,7 Prozent über die E.DIS Aktiengesellschaft.

Quelle: Eigene Erhebungen

171. Mit dem KKW Emsland, dem KKW Gundremmingen und dem Kraftwerk Rostock, an dem auch Vattenfall Europe beteiligt ist, betreiben E.ON und RWE drei große Gemeinschaftskraftwerke. Hier dürften sie ein gemeinsames Gewinnmaximierungsinteresse haben. Hinzu kommen Beteiligungen an Stadtwerken mit eigener Erzeugungskapazität.

172. In Tabelle 3.4 sind Gemeinschaftsbeteiligungen an Stadtwerken mit einer vergleichsweise bedeutenden eigenen Erzeugungskapazität aufgeführt.[150] An drei dieser Stadtwerke halten E.ON und RWE gemeinsame Beteiligungen. Insgesamt halten alle vier Verbundunternehmen gemeinsame Mehr- und Minderheitsbeteiligungen an Kraftwerken mit einer Kapazität von über 15 GW. Ausgehend von der gesamten installierten Leistung in Deutschland, die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, am 11. Dezember 2006, bei 124,3 GW lag,[151] entspricht dies einem Anteil von über 12 Prozent. Da es sich bei den Gemeinschaftskraftwerken mehrheitlich um Grund- und Mittellastkraftwerke handelt, lässt sich davon ausgehen, dass der Einfluss auf die tatsächliche Stromproduktion deutlich größer ist.

173. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Gemeinschaftsbeteiligungen an regionalen Energieversorgern. Auch diese wurden von der Monopolkommission untersucht und befinden sich auf den Seiten A.29 ff. des Anhangs. Insbesondere bei den Gemeinschaftsbeteiligungen kann ein gemeinsames Gewinnmaximierungsinteresse unterstellt werden. Darüber hinaus sprechen auch Aussagen, die Strom-Großkunden im Rahmen der Anhörung gemacht haben, die von der Monopolkommission im Vorfeld dieses Gutachtens durchgeführt wurde, dafür, dass der Wettbewerb zwischen den Verbundunternehmen eingeschränkt ist. Einige Strom-Großkunden betonten, dass ein bilateraler Handel mit Strom zwischen den Regelzonen nur eingeschränkt stattfinde. So sei es schwierig, ein konkretes Angebot von einem der vier großen Verbundunternehmen zu erhalten, falls sich der Ort der Lieferung nicht in der Regelzone des jeweiligen Verbundunternehmens befinde. Dies könnte ein Indiz dafür sein, dass die vier großen Energieversorger ihre Absatzgebiete auf dem Groß-Kundenmarkt nach ihren Regelzonen aufteilen. Die Vermutung wird auch dadurch bestärkt, dass die Verbundunternehmen primär an Stadtwerken in der eigenen Regelzone beteiligt sind.

[150] Zusätzlich existieren zahlreiche Gemeinschaftsbeteiligungen an Stadtwerken ohne bedeutende Erzeugungskapazitäten. Vgl. A.29 bis A.31 im Anhang.

[151] Vgl. VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 21.

Tabelle 3.4

Gemeinschaftsbeteiligungen an Stadtwerken mit eigenerErzeugungskapazität

	E.ON	RWE	EnWB	Vattenfall	Installierte Leistung
Stadtwerke Chemnitz	*30,00 %*	*19,00 %*			200 MW
Stadtwerke Duisburg	*20,00 %*	*20,00 %*			500 MW
Stadtwerke Karlsruhe	*10,00 %*		*20,00 %*		100 MW
Städtische Werke Brandenburg an der Havel	*36,75 %*	*12,25 %*			100 MW
DREWAG	*10,00 %*		*35,00 %*		über 288 MW

Quelle: Eigene Erhebungen

3.4.2 Aktuelle Konzentrationsstudie im Auftrag der Europäischen Kommission

174. Das Beratungsunternehmen London Economics hat im Auftrag der Generaldirektion Wettbewerb eine Konzentrationsstudie für den europäischen Elektrizitätsmarkt durchgeführt. Die zugrunde liegenden Daten wurden von der Sector Inquiry 2007 übernommen. Sie beziehen sich auf die Jahre 2003, 2004 und 2005 und umfassen alle signifikanten Unternehmen des Elektrizitätssektors. Auf Basis dieser Daten wurden für sechs ausgewählte Länder die Konzentrationsmaße Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), Residual-Supply-Index (RSI) und Pivotal-Supplier-Index (PSI) länderspezifisch errechnet. Die Konzentrationsmaße wurden anhand unterschiedlicher Kriterien auf stündlicher Basis berechnet. Die Ergebnisse wurden zu Durchschnittswerten für die Jahre 2003, 2004 und 2005 sowie für den Zeitraum 2003 bis 2005 aggregiert.

175. Der HHI als traditionelles Konzentrationsmaß ist die Summe der quadrierten Marktanteile der zum betrachteten Markt gehörenden Unternehmen. Ein Markt wird in der Studie – entsprechend den in den sog. Horizontalleitlinien der EU-Kommission aufgestellten Grundsätzen[152] – als nicht konzentriert bezeichnet, wenn der HHI unterhalb von 1 000 Punkten liegt bzw. kleiner als 0,1 ist, als moderat konzentriert wenn er zwischen 1 000 und 1 800 Punkten, also zwischen 0,1 und 0,18 liegt, und als hoch konzentriert, wenn er über 1 800 Punkten liegt, bzw. größer als 0,18 ist.

[152] Vgl. EU-Kommission, Leitlinien für die Anwendbarkeit von Artikel 81 EG-Vertrag auf Vereinbarungen über horizontale Zusammenarbeit, ABl. EG Nr. C 3 vom 6. Januar 2001, S. 2, S. 5, Ziff. 29: „Neben der Marktstellung der beteiligten Unternehmen und der Addition von Marktanteilen kann auch die Marktkonzentration, d. h. die Stellung und Anzahl der Wettbewerber, als zusätzlicher Faktor zur Ermittlung der Auswirkungen der Zusammenarbeit auf den Wettbewerb herangezogen werden. Eine Messgröße, mit der die Summe des Quadrats der Marktanteile sämtlicher Wettbewerber gebildet wird, ist der Herfindahl-Hirshman-Index (HHI): Bei einem HHI von unter 1 000 wird von einer niedrigen, zwischen 1 000 und 1 800 von einer mäßigen und jenseits von 1 800 von einer hohen Marktkonzentration ausgegangen.“

176. Zunächst untersuchte London Economics die Erzeugungskapazität (national abgegrenzte Erzeugermärkte) im Zeitraum von 2003 bis 2005 und kam zu dem Ergebnis, dass der HHI in diesem Zeitraum in Deutschland bei durchschnittlich 1 914 Punkten lag. Das Ergebnis fällt bei einer Betrachtung der Anteile an der tatsächlichen Erzeugung entsprechend deutlicher aus. In diesem Fall lag der durchschnittliche HHI im betrachteten Zeitraum bei 2 143 Punkten. Gemessen an den Referenzwerten der Horizontalleitlinien war die Erzeugerstufe im Zeitraum 2003 bis 2005 hoch konzentriert.[153] Im europäischen Vergleich lag Deutschland in diesem Zeitraum im unteren Mittelfeld der sechs ausgewählten Länder, was die nachfolgende Tabelle 3.5 zeigt:

Tabelle 3.5

Durchschnittlicher länderspezifischer HHI-Wert im Zeitraum 2003 bis 2005

	Durchschnittlicher HHI-Wert
Frankreich	8 592
Belgien	8 307
Spanien	2 790
Niederlande	2 332
Deutschland	1 914
Großbritannien	1 068

Quelle: Eigene Darstellung anhand von London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 15.

Aus der Tabelle wird deutlich, dass die Konzentration in allen untersuchten europäischen Ländern – mit Ausnahme von Großbritannien – bedenklich ist.

[153] Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 268, 275.

177. Weiterhin wurde der Einfluss der „Grenzkuppelstellenkapazität“ auf die Konzentration der Elektrizitätserzeugerstufe untersucht. Dabei wurde angenommen, dass die Kapazität der Grenzkuppelstellen Wettbewerbern zugerechnet wird und diese die Kapazität vollständig nutzen. Die Sector Inquiry 2007 der EU-Kommission stellt die Ergebnisse der untersuchten Länder, die sie der Studie von London Economics entnommen hat, in der nachfolgenden Tabelle 3.6 gegenüber.

178. Bei allen betrachteten Ländern ist eine deutliche Reduktion der Konzentration unter Einbeziehung der zusätzlichen Kapazität durch Nutzung der Grenzkuppelstellen zu erkennen. Hierbei können der deutsche und der niederländische Markt nur noch als moderat bis schwach konzentriert bezeichnet werden.

179. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es sich um das bestmögliche Szenario bei gegebener Grenzkuppelkapazität handelt. Die in der Tabelle aufgeführten Ergebnisse basieren auf der Annahme, dass die gesamte Kapazität der Grenzkuppelstellen Wettbewerbern zugerechnet wird und von diesen auch tatsächlich genutzt wird. Dies entspricht nicht dem tatsächlichen Geschehen auf den europäischen Elektrizitätsmärkten.[154] Nach Angaben des VDN stammen ca. 35 Prozent des deutschen Stromimports aus Frankreich.[155] Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Strommengen primär von der EnBW importiert werden. Ein Indiz hierfür könnte sein, dass die EDF Großaktionärin der EnBW ist. Darüber hinaus gibt die EnBW in ihrem Geschäftsbericht an, dass 30,4 Prozent der Strombereitstellung des Konzerns von Primärenergieträgern unbekannten Ursprungs stammen.[156] Da für Strom, der in Deutschland erzeugt wird, nach § 42 EnWG eine Stromkennzeichnungspflicht der eingesetzten Energieträger besteht, liegt die Vermutung nahe, dass der nicht gekennzeichnete Teil der Strombereitstellung der EnBW Lieferungen aus Frankreich umfasst. Zusätzlich befinden sich alle Grenzkuppelstellen im Eigentum der vier Verbundunternehmen, die hierüber überwiegend Strom im- oder exportieren. Ferner ist die vorgenommene Zurechnung der Grenzkuppelstellenkapazität nicht realistisch, da Deutschland nach Angaben des VDN der größte Stromtransiteur Europas ist, weshalb ein Großteil der Importe nicht im deutschen Markt verbleibt. Das zeigt sich auch darin, dass Deutschland seit 2003 ein Nettoexporteur von Strom ist.

180. Die Studie von London Economics greift auf eine ungewöhnlich breite Datenbasis zurück. Jedoch weist der HHI als traditionelles Konzentrationsmaß – ähnlich wie die vom Bundeskartellamt verwendeten Marktanteilskriterien – neben Stärken auch deutliche Schwächen auf. Der HHI ist leicht nachzuvollziehen und besitzt unter bestimmten Annahmen eine vergleichsweise gute theoretische Fundierung. Darüber hinaus wird für seine Berechnung im Vergleich zu anderen Marktmachtindikatoren nur eine geringe Menge an Daten benötigt. Diesen Stärken stehen jedoch erhebliche Schwächen gegenüber. Eine empirische Fundierung ist kaum vorhanden. Ferner ruft insbesondere die geographische Abgrenzung des relevanten Marktes Schwierigkeiten hervor. Auf Elektrizitätsmärkten, deren Marktmachtpotentiale aufgrund der besonderen Nachfrage- und Angebotsdynamik stark schwanken können, ist vor allem die statische Ausrichtung des HHI problematisch. Zusätzlich werden bei einer isolierten Betrachtung des HHI die strategischen Anreize der Anbieter und das Verhalten der Nachfrager außer

[154] Vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 3.5.4.2.

[155] Vgl. VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 26.

[156] Vgl. EnBW, Geschäftsbericht 2006, S. 13.

Tabelle 3.6

HHI-Werte ausgewählter Länder

	Deutschland	Frankreich	Belgien	Niederlande	Spanien	Großbritannien
Durchschnittlicher HHI-Wert ohne Zurechnung der Grenzkuppelstellenkapazität	1 914	8 592	8 307	2 332	2 790	1 068
Durchschnittlicher HHI-Wert mit Zurechnung der Grenzkuppelstellenkapazität	1 160	6 505	5 332	1 151	1 945	1 004

Quelle: European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 1007.

Acht gelassen. Darüber hinaus können auftretende Engpässe, z. B. in Netzen, nicht berücksichtigt werden.[157]

181. Die Monopolkommission ist der Ansicht, dass der HHI in Kenntnis dieser Schwächen ein geeignetes Hilfsinstrument für die Wettbewerbsanalyse sein kann, welches jedoch um weitere Instrumente und Indizien ergänzt werden muss, um ein umfassendes Bild über die Wettbewerbssituation auf dem Elektrizitätsmarkt zu geben. So eignet sich der HHI z. B. als Strukturindikator im Rahmen eines Ländervergleichs. Bei dem von London Economics durchgeführten Vergleich sechs ausgewählter europäischer Länder schneidet Deutschland relativ gut ab. Jedoch handelt es sich dabei mit Ausnahme von England um Länder, die hoch konzentrierte Elektrizitätsmärkte aufweisen. In Frankreich und Belgien sind noch immer quasi-monopolistische Marktstrukturen vorzufinden. Vor dem Hintergrund der ausgewählten Länder kann das relativ gute Abschneiden Deutschlands nur als bedingt aussagekräftig angesehen werden.

182. Der RSI ist ein branchenspezifischer unternehmensindividueller Index, der untersucht, ob das betrachtete Unternehmen im betrachteten Zeitraum unabkömmlich ist, um die bestehende Nachfrage zu befriedigen. Hierbei wird die verfügbare Kapazität des Unternehmens von der gesamten verfügbaren Kapazität des betrachteten Marktes subtrahiert und in Relation zur gesamten Erzeugung des relevanten Marktes gesetzt, die aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität näherungsweise der aggregierten Nachfrage zum jeweils betrachteten Zeitpunkt entspricht. Anhand von Erfahrungswerten aus verschiedenen empirischen Untersuchungen wird im Allgemeinen der folgende kritische Wert festgelegt: Ein Unternehmen gilt als unabdingbar zur Bedienung der gesamten Nachfrage in dem betrachteten Markt, wenn es die Schwelle von 110 Prozent für mehr als 5 Prozent des untersuchten Zeitraums unterschreitet.[158]

183. Auch bei der Verwendung des Konzentrationsmaßes RSI werden die Ergebnisse bestätigt. In allen untersuchten Jahren liegen die RSI-Werte der beiden größten Unternehmen in Deutschland unterhalb von 110 Prozent in mehr als 5 Prozent der Jahresstunden. In jedem Jahr waren sie über weite Strecken (zwischen 44,3 Prozent und 80,1 Prozent der Jahresstundenzahl) unbedingt notwendig, um die aggregierte Nachfrage zu bedienen. Im Jahr 2005 unterschritten auch das dritt- und viertgrößte Unternehmen die Schwelle von 110 Prozent für mehr als 5 Prozent der Jahresstunden. Somit waren auch sie während des Jahres 2005 zur Deckung der Nachfrage über längere Zeiträume unabdingbar.[159] Werden Durchschnittswerte für die signifikanten Unternehmen über den Zeitraum 2003 bis 2005 betrachtet, ergibt sich im Vergleich mit anderen europäischen Ländern das in Tabelle 3.7 dargestellte Bild.

[157] Vgl. grundlegend zu verschiedenen Indikatoren für die Elektrizitätswirtschaft Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., Newbery, D., A Review of the Monitoring of Market Power, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504, 2005. Zu der Studie von London Economics hat sich unter anderem der deutsche Ökonom Ockenfels kritisch geäußert. Er bezweifelt die generelle Eignung des HHI für den Stromsektor. Darüber hinaus sei bei der Berücksichtigung des Stromaustausches auf den HHI, der anhand der tatsächlichen Erzeugung berechnet wurde, die marktmachtdisziplinierende Wirkung der Importe nicht eingefangen worden. Generell bezweifelt Ockenfels, dass die Erzeugung ein geeignetes Maß sei, um Marktmachtpotentiale zu messen. Nicht die gesamte Stromerzeugung sei entscheidend für die Marktmachtausübung, sondern die nicht abgesicherte Kapazität am Spotmarkt. Der im Rahmen von Termingeschäften verkaufte Strom sei nicht relevant, da Änderungen des Börsenpreises keinen Einfluss mehr auf die bereits verkauften Mengen hätten. Typischerweise würden von den Verbundunternehmen jedoch große Mengen ihrer Produktion über Terminmärkte verkauft. Vgl. Ockenfels, A., Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics Studie, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, 2007, S. 3 f.

[158] Vgl. Der Residual-Supply-Index basiert auf Sheffrin. Die kritischen Werte sind die Schlussfolgerungen aus einem von ihm vorgenommenen RSI-Screening-Test. Vgl. Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, Mimeo 2002.

[159] Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 292.

Tabelle 3.7

Gegenüberstellung der durchschnittlichen RSI-Ergebnisse für die Unternehmen der im Rahmen der Studie betrachteten Länder im Zeitraum 2003 bis 2005[1]

Land	Unternehmen	%-Zahl der Stunden des Beobachtungszeitraums, für die gilt: RSI<110 %
Belgien	0513-S-BE	*100,00 %*
	1469-S-BE	*5,00 %*
Deutschland	0436-S-DE	*47,70 %*
	0569-S-DE	*4,60 %*
	1338-S-DE	*77,10 %*
	1681-S-DE	*3,80 %*

noch Tabelle 3.7

Land	Unternehmen	%-Zahl der Stunden des Beobachtungszeitraums, für die gilt: RSI<110 %
Spanien	0577-S-ES	*41,10 %*
	0850-S-ES	*0,00 %*
	0875-S-ES	*49,20 %*
	1646-S-ES	*0,60 %*
Frankreich	0340-S-FR	*0,50 %*
	0472-S-FR	*100,00 %*
	1449-S-FR	*0,00 %*
Niederlande	0439-S-NL	*3,50 %*
	0511-S-NL	*32,80 %*
	0712-S-NL	*44,60 %*
	1193-S-NL	*22,70 %*
Großbritannien	0242-S-GB	*1,20 %*
	0453-S-GB	*1,70 %*
	1340-S-GB	*1,20 %*
	1477-S-GB	*2,30 %*

[1] Die Unternehmensnamen wurden nicht bekannt gegeben.
Quelle: London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 27.

184. Großbritannien ist das einzige Land, in dem kein Unternehmen der Erzeugerstufe eine unabkömmliche Stellung besitzt. Alle anderen untersuchten Länder haben mindestens ein maßgebliches Unternehmen auf der Erzeugerstufe.

185. Der Pivotal-Supplier-Index ist eine binäre Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn das jeweilige Unternehmen zur betrachteten Stunde als entscheidend bzw. unentbehrlich gewertet wird; falls dies nicht der Fall ist, nimmt die Variable den Wert 0 an. Das Marktergebnis wird als nicht kompetitiv bezeichnet, wenn der PSI eines Unternehmens den Wert 1 während mehr als 20 Prozent des betrachteten Zeitraumes annimmt. Die Analyse kam zu dem Ergebnis, dass in Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 ein Unternehmen in jedem der betrachteten Jahre in mehr als 20 Prozent der Jahresstunden unentbehrlich war. Innerhalb des gesamten Zeitraums war das Unternehmen in 49,8 Prozent der Jahresstunden entscheidend.[160] Die drei anderen betrachteten Unternehmen überschritten den kritischen Wert in keinem Jahr. Nachdem Langzeitlieferverträge aus der Analyse ausgeschlossen wurden, überschritten zwei Unternehmen in den Jahren 2004 und 2005 den Grenzwert.[161]

[160] Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 301.
[161] Vgl. ebenda, S. 302.

186. Ein anderes Resultat ergab sich, als die Interkonnektorenkapazität und der Stromaustausch in die Analyse einbezogen wurden. Dies hatte auf beide Indikatoren – RSI und PSI – einen dämpfenden Effekt, der so stark war, dass die kritischen Werte teilweise unterschritten wurden.[162]

[162] Ockenfels sieht hierdurch bestätigt, dass die preisdisziplinierende Wirkung des internationalen Stromaustauschs nicht vernachlässigt werden darf. Als weitere Argumente hierfür führt er identische Preisbewegungen auf den Strombörsen in Deutschland, Frankreich und Österreich sowie den hohen Anteil ausländischer Anbieter am Spotmarkt der EEX an. Vgl. Ockenfels, A., Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, 2007, S. 4. Diesem Argument kann jedoch nicht gefolgt werden, da durchaus eine Abschottungsstrategie gegenüber Ländern mit niedrigeren Strompreisen zu erkennen ist und sich demnach die disziplinierende Wirkung des internationalen Stromaustauschs in Grenzen hält. Darüber hinaus sind die Spotmärkte von Deutschland, Frankreich, den Niederlanden und Österreich institutionell voneinander getrennt, was sich auch in unterschiedlichen Auktionszeiten äußert. Ebenso erfolgt die Versteigerung der Transferkapazitäten getrennt von der Versteigerung der Strommengen am Spotmarkt. Zwar gleichen sich die Durchschnittspreise von französischem, österreichischem und deutschem Spotmarkt an, insbesondere weil selten bzw. nie Engpässe an den jeweiligen Kuppelstellen auftreten, die einzelnen Stundenpreise weichen jedoch zum Teil ganz erheblich voneinander ab. Vgl. Lang, C., Schwarz, H.-G., Europäische Stromerzeugungsmärkte am Beispiel Zentraleuropas: Stand der Integration und Handlungsbedarf, IWE Working Paper Nr. 01 2006, April 2006, S. 16 ff.

187. Die beiden branchenspezifischen Indikatoren RSI und PSI werden der Strommarktdynamik im Vergleich zu den traditionellen Indikatoren besser gerecht. Im Gegensatz zu den traditionellen Indikatoren kommt der Nachfrageseite bei der Berechnung von PSI und RSI eine bedeutende Rolle zu. Darüber hinaus sind die Indikatoren empirisch fundiert. Sie sind sowohl auf den einzelnen Teilmarkt als auch für den Gesamtmarkt anwendbar. Das Problem der „richtigen" geographischen Abgrenzung des relevanten Marktes bleibt jedoch auch bei diesen Indikatoren bestehen. Zusätzlich können strategisches Verhalten, die Elastizitäten von Angebot und Nachfrage sowie die Marktzutrittsschranken nicht in die Analyse einbezogen werden.

3.4.3 Preismanipulationen an der Strombörse EEX?

3.4.3.1 Einführung

188. In den letzten Jahren stand die Leipziger Energiebörse aufgrund der deutlichen Preissteigerungen und der damit einhergehenden Manipulationsvorwürfe vermehrt im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses.[163] So bezeichnete der Vorstandsvorsitzende der Norddeutschen Affinerie die Strombörse bereits im Juli 2005 als merkwürdigen Markt, auf dem Hitzewellen in Spanien sofort die Terminpreise an der EEX erhöhen würden, die Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken jedoch keinen preissenkenden Einfluss habe. Auch der Verband der Industriellen Kraftwirtschaft e.V. (VIK) vermutet bereits seit Jahren, dass die Verbundunternehmen als Oligopolisten die Börsenpreise manipulieren, indem sie z. B. gezielt Kraftwerkskapazitäten zurückhalten.[164]

189. Am 18. Februar 2007 wurden anonyme und geheime Handelsdaten der EEX an zahlreiche „Energieexperten" – unter anderem auch an das Bundeskartellamt – versandt, die belegen sollten, dass die Strompreise „künstlich nach oben getrieben werden".[165] So habe das Verbundunternehmen RWE als größter Käufer im Jahr 2006 an der EEX mit dem Ziel agiert, das Preisniveau deutlich anzuheben.[166] In diesem Zusammenhang warf der Geschäftsführer des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) den deutschen Stromriesen ein abgestimmtes Verhalten und Preistreiberei vor.[167] Die Europäische Kommission führt aktuell eine Untersuchung durch. Diese bezieht sich u. a. auf ein vermutetes wettbewerbsbeschränkendes Verhalten der Marktakteure an der EEX.

190. Die Manipulationsvorwürfe und die Tatsache, dass die an der EEX gebildeten Preise eine Signalwirkung für alle Großhandelspreise in Deutschland und in weiten Teilen Mitteleuropas haben, lassen eine detaillierte Analyse der Funktionsweise der Leipziger Energiebörse für notwendig erscheinen.

3.4.3.2 Aufbau und rechtliche Rahmenbedingungen der EEX

191. An der EEX werden Spot- und Termingeschäfte für Strom, Gas, Emissionsberechtigungen und Kohle gehandelt. Die Betreibergesellschaft dieser Energiebörse ist die EEX Aktiengesellschaft. Sie besteht aus einer Vielzahl von Aktionären, unter anderem den Handelsabteilungen bzw. sonstigen Töchtern großer Energieversorgungsunternehmen wie E.ON Sales & Trading GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, EnBW Trading GmbH, Vattenfall Deutschland GmbH[168], ferner aus Investmenthäusern wie Morgen Stanley Capital Group Inc. und Metzler seel. Sohn & Co., Großbanken wie der Deutschen Bank AG und der Dresdner Bank AG, aus Trägern anderer Energiebörsen wie der Eurex Zürich AG und der Nord Pool ASA, der Sachsen LB[169], dem Freistaat Sachsen und sonstigen Unternehmen.[170]

192. Die Aktionäre der EEX werden durch den Aufsichtsrat repräsentiert. Die personelle Zusammensetzung des Aufsichtsratsvorsitzes belegt die herausragende Bedeutung der beiden größten deutschen Verbundunternehmen für den Handelsplatz EEX. Der Vorsitzende des Aufsichtsrates ist Vorstandsmitglied bei der RWE Energy AG und leitet dort das Ressort Recht. Der stellvertretende Vorsitzende ist Geschäftsführer des Bereichs Handel & Portfoliomanagement der E.ON Sales & Trading GmbH.

---

[163] Vgl. unter vielen Widhagen, A., Ende der Transparenz, in: Wirtschaftswoche Nr. 41 vom 8. Oktober 2007, S. 78 ff. Die Manipulationsvorwürfe könnten eine der Triebfedern für den aktuell anvisierten Zusammenschluss von EEX und der französischen Powernext gewesen sein. Denn eine gemeinsame Börse, die mit der EDF den größten europäischen Energiekonzern integriert, könnte den Eindruck erwecken, dass eine Manipulation durch die großen deutschen Verbundunternehmen erschwert wird. Solange jedoch der internationale Stromaustausch u.a. durch das Auftreten von Netzengpässen eingeschränkt ist, wird sich an dem überragenden Einfluss der vier deutschen Verbundunternehmen auf den Börsenpreis für die deutsch-österreichische Handelszone wenig ändern.

[164] Vgl. FAZ.NET (Hrsg.) Industrie hält Strombörse für einen manipulierten Markt, 2005, URL: http://www.faz.net/ s/RubEC1ACFE1EE274C81BCD3621EF555C83C/Doc~E327FCE8315384524ADE05426D2F11833~ATpl~Ecommon~Scontent.html (Stand 3. Oktober 2007)

[165] Vgl. o.V., Elektrisierte Börse, Handelsblatt vom 14. März 2007, S. 2.

[166] Eine Verknappung der Menge kann für einen Oligopolisten bzw. Monopolisten lohnend sein. Der Gewinn eines Unternehmens ergibt sich aus der Differenz von Erlös und Kosten. Falls durch die Verknappung der Menge die Preise so stark ansteigen, dass sie die Mengeneffekte überkompensieren, steigt der Erlös bei gegebenen Kosten und somit der Gewinn. In der Regel sinken mit der Reduzierung einer Menge zumindest auch die variablen Kosten, was zusätzlich einen positiven Effekt auf den Gewinn hat. Ein Polypolist als Preisnehmer bei perfektem Wettbewerb kann hingegen nur über die Anpassung der Menge agieren.

[167] Vgl. o.V., Elektrisierte Börse, Handelsblatt vom 14. März 2007, S. 2.

[168] Darüber hinaus ist auch die Vattenfall Europe AG selbst beteiligt.

[169] Die Vereinbarung zum Verkauf der Sachsen LB an die Stuttgarter Landesbank LBBW wurde im August 2007 unterzeichnet. Vgl. ARD, LBBW übernimmt Sachsen LB vom 27. August 2007, URL: http://www.tagesschau.de/wirtschaft/meldung488042.html (Stand 23. Oktober 2007)

[170] Die größten Anteilseigner an der EEX sind die Eurex Zürich AG mit 23,2 Prozent, der Nord Pool ASA mit 17,4 Prozent und die Sachsen LB mit 17,4 Prozent.

193. Die EEX unterliegt den Vorschriften des Börsengesetzes (BörsG).[171] Das Börsengesetz enthält keine detaillierten Veröffentlichungs- und Transparenzvorschriften. Es besitzt primär einen verwaltungsrechtlichen Charakter und regelt unter anderem die allgemeinen Bestimmungen über die Börsen und deren Organe. Neben der Börsengeschäftsführung und der Handelsüberwachungsstelle stellt der Börsenrat eines der drei Börsenorgane dar. Er repräsentiert die Handelsteilnehmer der EEX und besteht aus 23 Mitgliedern. Deren Aufgabe ist die Beaufsichtigung des allgemeinen Börsenhandels sowie der Erlass der Börsenordnung und der Gebührenordnung, der Erlass der Bedingungen für die Geschäfte an der Börse und die Überwachung der Geschäftsführung. Nach § 12 Abs. 1 Satz 2 BörsG müssen im Börsenrat auch Anleger vertreten sein.[172] Dies war zu Beginn der EEX nicht der Fall. Erst nach fünf Jahren des Bestehens wurde im Juli 2007 ein Anlegervertreter in den Börsenrat berufen.[173]

194. Die Terminmarktgeschäfte der EEX unterliegen als längerfristige Finanzderivate dem Wertpapierhandelsgesetz (WpHG).[174] Dieses Gesetz ermöglicht es der zuständigen Aufsichtsbehörde (Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, BaFin[175]), Insidergeschäfte nach §§ 14, 38 WpHG und Marktmanipulationen nach §§ 20a, 39 Abs. 1 Nr. 1 WpHG zu ahnden.[176] Das Wertpapierhandelsgesetz findet jedoch keine Anwendung auf dem kurzfristigen physischen EEX-Spotmarkt. Gerade auf die Spotmarktpreise beziehen sich jedoch die geäußerten Manipulationsvorwürfe. Ein nichtwettbewerbliches Verhalten auf dem EEX-Spotmarkt könnte nur durch die allgemeinen kartellrechtlichen Vorschriften des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen bzw. nach europäischem Wettbewerbsrecht geahndet werden.

195. Spezielle Transparenzvorschriften für die Handelsteilnehmer an der EEX sind weder im Börsengesetz noch im Wertpapierhandelsgesetz vorgesehen. Der § 15 WpHG enthält eine Ad-hoc-Publizitätspflicht für die Emittenten von Wertpapieren. Diese Vorschrift betrifft jedoch nur den EEX-Terminmarkt und erfasst nicht die Handelsteilnehmer an diesem Markt, weil sie nicht die Emittenten der gehandelten Finanzinstrumente sind. Dennoch werden von den Handelsteilnehmern seit dem 10. April 2006 Kraftwerksdaten auf der Internetseite der EEX veröffentlicht. Zu diesem Schritt haben sich die beteiligten Unternehmen auf Basis freiwilliger privatrechtlicher Übereinkünfte mit der EEX verpflichtet.

3.4.3.3 Handelsteilnehmer der EEX

196. Am 5. Oktober 2007 waren an der EEX 176 Handelsteilnehmer eingetragen. Von diesen Handelsteilnehmern handelten 153 am Spotmarkt und 94 am Terminmarkt.[177] Nach Angaben der EEX gaben im Jahr 2006 pro Handelstag durchschnittlich 106 Handelsteilnehmer ein Gebot am Spotmarkt und 33 Handelsteilnehmer ein Gebot am Terminmarkt ab.[178]

197. Obwohl sich unter den Handelsteilnehmern zahlreiche Unternehmen befinden, deren Hauptsitz außerhalb Deutschlands liegt, sieht die Monopolkommission hierin kein Indiz dafür, dass ein physischer Handel mit Strom außerhalb des deutsch-österreichischen Marktgebietes erfolgt.[179] Bei einer genaueren Studie der Teilnehmerliste fällt auf, dass einige der ausländischen Handelsteilnehmer bereits in Deutschland als Stromanbieter tätig sind (z. B. Essent Energy Trading B.V. oder N.V. Nuon Energy Trade & Wholesale). Zusätzlich nehmen zahlreiche Banken und Investmentgesellschaften insbesondere am Terminmarkt teil. Darüber hinaus sind einige der Teilnehmer primär oder sogar ausschließlich im Gashandel tätig, der am 2. Juli 2007 eröffnet wurde.[180] Ausländische Unternehmen mit eigener Erzeugungskapazität, die sich außerhalb des Handelsgebietes Deutschland/Österreich befinden, sind vergleichsweise rar.[181] Dies trifft insbesondere auf Anbieter aus Ländern mit niedrigeren Strompreisen wie Tschechien und Polen zu. Generell ist der physische Stromhandel am EEX-Spotmarkt dadurch eingeschränkt, dass es an den ausländischen Grenzen zu Netzengpässen kommt und die begrenzte Kapazität primär über explizite

[171] Der Geltungsbereich des Börsengesetzes umfasst alle Börsen, die als öffentlich-rechtliche Anstalten eingerichtet wurden.

[172] Die Ausnahme des § 14 Ziff. 1 BörsG, wonach ein Vertreter der Anleger bei Warenbörsen im Börsenrat nicht zwingend vertreten sein muss, greift für die EEX nicht ein. Lediglich der EEX-Spotmarkt, bei dem physische Strommengen gehandelt werden, ist als Warenbörse zu qualifizieren, nicht aber die EEX-Termingeschäfte, welche den Großteil des Handelsvolumens der EEX ausmachen.
Der Repräsentant der Anleger ist gemäß § 13 Abs. 1 BörsG von den übrigen Mitgliedern des Börsenrates zu wählen. Neben diesem Repräsentanten wird der Börsenrat aus 18 Vertretern der Handelsteilnehmer (inländische sowie ausländische Verbund- und Stromhandelsunternehmen, Stadtwerke und Regionalversorger, Broker und Finanzdienstleister sowie kommerzielle Verbraucher) und vier Vertretern von Verbänden (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv), Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) und Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)) gebildet.

[173] Vgl. EEX, Börsenrat begrüßt Star des Gashandels an der EEX, 2007, URL: http://eex.com/de/Presse [Stand 23.09.2007]. Die Handelsüberwachungsstelle kann dabei Weisungen von der Börsenaufsichtsbehörde empfangen, die sie ausführlich über die Vorkommnisse zu informieren hat. Die Börsenaufsichtsbehörde ist eine Behörde des Landes Sachsen, da die EEX dort ihren Sitz hat. Sie wendet im Rahmen der Aufsicht das Börsengesetz an. Das insoweit zuständige Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit wacht über die Einhaltung der börsenrechtlichen Vorschriften und die Anordnung sowie die ordnungsgemäße Durchführung des Handels an der Börse und die Börsenabwicklung.

[174] Die am EEX gehandelten Finanzderivate stellen Wertpapiere im Sinne § 2 Abs. 2 WpHG dar.

[175] Die BaFin übt gemäß § 4 WpHG die Aufsicht über die Einhaltung der Normen des Wertpapierhandelsgesetzes aus.

[176] Insidergeschäfte sind unter Strafandrohung verboten und Marktmanipulationen werden mit Bußgeldern geahndet.

[177] Dabei ist es üblich, dass Unternehmen am Spot- und am Terminmarkt handeln. Vgl. http://www.eex.com/de/%C3%9Cber%20EEX/Teilnehmerliste (Stand 5. Oktober 2007)

[178] Zu dieser Zeit hatte der Gashandel noch nicht begonnen. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 12.

[179] Zum Zeitpunkt der Monitoringabfrage der Bundesnetzagentur – am 1. April 2007 – waren dies nach Angaben der EEX-Verantwortlichen 89 der gemeldeten Handelsteilnehmer am Spotmarkt und 54 der gemeldeten Handelsteilnehmer am Terminmarkt. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 70.

[180] Zum Zeitpunkt der Eröffnung waren 20 Teilnehmer für den Spothandel mit Gas und 34 Teilnehmer für den Terminhandel mit Gas zugelassen. Vgl. EEX (Hrsg.), EEX startet Gashandel erfolgreich, Pressemitteilung vom 2. Juli 2007, URL: http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/19077 (Stand 5. Oktober 2007)

[181] Zwischen Deutschland und Österreich besteht kein Netzengpass.

Auktionen[182] versteigert wird. Diese Auktionsform, die stets mit einem bilateralen, nichtanonymen Handel verbunden ist, lässt sich nicht mit einem anonymen Handel am EEX-Spotmarkt vereinbaren.[183] Daher könnte z. B. im Falle eines Engpasses an der deutsch-polnischen Grenze der am EEX-Spotmarkt gehandelte Strom nicht physisch von Polen nach Deutschland geliefert werden. Vor diesem Hintergrund wird auch das Angebot am EEX-Spotmarkt von den Erzeugern innerhalb des deutsch-österreichischen Marktgebietes bestimmt. Da die vier großen Verbundunternehmen den überragenden Anteil an der Erzeugungskapazität innerhalb dieses Gebietes auf sich vereinen, entfällt der weitaus überwiegende Teil der am EEX-Spotmarkt angebotenen Strommenge auf diese Unternehmen.[184]

198. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen ihrer Monitoringaufgabe die EEX befragt, welche der Handelsteilnehmer als Letztverbraucher bzw. industrielle Verbraucher zu charakterisieren sind. Nach Angaben der EEX waren am 1. April 2007 – vor dem Beginn des Gasbörsenhandels – neun Handelsteilnehmer Industrieunternehmen bzw. Handelsgesellschaften von Industrieunternehmen. Diese neun Handelsteilnehmer sind Großunternehmen, die auch über eigene Kraftwerkskapazität verfügen und den selbst erzeugten Strom zum Teil an der Börse verkaufen (z. B. die DB Energie GmbH). Angaben, ob Stromhandelshäuser im Auftrag von Letztverbrauchern handeln, konnten nicht gemacht werden. Auch die Bundesnetzagentur geht weiterhin davon aus, dass der überwiegende Anteil der Stromhandelsgeschäfte in Deutschland noch immer over the counter getätigt wird.[185]

3.4.3.4 Gehandelte Produkte und Preisentwicklung

199. An der EEX können Spotgeschäfte als Intraday-Geschäfte oder als Day-ahead-Geschäfte getätigt werden. Im Intraday-Handel der EEX werden Stromkontrakte (Grundlast- und Spitzenlastblöcke) mit Lieferungen am selben oder folgenden Tag gehandelt. Dabei können Handelsteilnehmer die Einzelstunden des laufenden Tages bis 75 Minuten vor Lieferbeginn handeln.[186] Der Intraday-Handel umfasst die vier deutschen Regelzonen. Auf dem Day-ahead-Markt finden Stundenauktionen statt, die den Kauf und Verkauf unterschiedlicher Mengen – in Abhängigkeit vom zustande gekommenen Preis – ermöglichen. Der EEX-Day-ahead-Handel umfasst die zwei Marktgebiete Deutschland/Österreich[187] und die Schweiz. An jedem Börsentag findet für jede der 24 Stunden des Folgetages jeweils eine Auktion statt. Neben den Auktionen werden am Vormittag Base- und Peakload-Blöcke für den nächsten Tag gehandelt (sog. Blockkontrakte). Da sich das mengen- und wertmäßige Volumen auf die Stundenauktionen des Day-ahead-Handels konzentriert, steht dieser in der weiteren Betrachtung im Fokus. Das Handelsvolumen am Day-ahead-Spotmarkt des EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich ist um 3,21 Prozent von 85,71 TWh im Jahr 2005 auf 88,46 TWh im Jahr 2006 gestiegen.[188] Dies sind ca. 16 Prozent des in Deutschland im Jahr 2006 verbrauchten Stroms.

200. Der Physical Electricty Index (Phelix) ist nach Angaben der EEX ein Referenzpreis für Strom in Deutschland und weiten Teilen Mitteleuropas. Dabei stellt der Phelix-Baseload den Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen (Day-ahead-Geschäfte) eines Tages für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich dar.[189] Der Phelix-Peakload umfasst die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten. Die Tabelle 3.8 macht deutlich, dass der Phelix als Referenzpreis für den Stromgroßhandel in den Jahren 2004 bis Ende 2006 deutlich angestiegen ist.

[182] Bei einer expliziten Auktion werden Kapazitätsrechte unabhängig von der Handelsmenge versteigert.
[183] Vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 3.5.4.2.
[184] „Die vier größten Stromversorgungsunternehmen vereinigen dabei einen überragenden Anteil der Handelsangebote auf sich.“ BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 11.
[185] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 70.
[186] Ab 15:00 Uhr ist der Handel der Stunden des Folgetages möglich. Der Intraday-Handel findet 24 Stunden an jedem Tag des Jahres statt.
[187] Das Marktgebiet Deutschland/Österreich umfasst die vier deutschen Regelzonen und die Regelzone der VERBUND-Austrian Power Grid AG (APG) in Österreich.
[188] So lag das Volumen des Intraday-Spotmarktes, der erst am 25. September 2006 startete, im Jahr 2006 nur bei 136 GWh. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 70.
[189] Sowohl für den Phelix-Baseload als auch für den Phelix-Peakload wird ein Monatsdurchschnittspreis ermittelt. Hierbei wird ein arithmetisches Mittel gebildet, indem die Indizes an den Tagen innerhalb des betreffenden Monates, an denen sie gebildet wurden, aufsummiert und schließlich durch die Anzahl der Tage geteilt werden.

Tabelle 3.8

Jahresmittelwerte für Phelix-Base- und -Peakload

Jahresmittelwert für das Jahr	Phelix-Baseload	Phelix-Peakload
2004	28,54 Euro/MWh	34,02 Euro/MWh
2005[1]	45,97 Euro/MWh	55,99 Euro/MWh
2006	50,79 Euro/MWh	63,81 Euro/MWh

[1] Für das Jahr 2005 differieren die Angaben der BNetzA – die in beiden Berichten genannt werden – leicht (bei den Nachkommastellen). Es ist anzunehmen, dass die Werte preisbereinigt wurden.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 56 sowie BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 71.

Sowohl der Jahresmittelwert für den Phelix-Baseload als auch der Jahresmittelwert für den Phelix-Peakload haben sich im Zeitraum von 2004 bis Ende 2006 nahezu verdoppelt. Die Maximalwerte von Phelix-Baseload (301,54 Euro/MWh) und Phelix-Peakload (543,72 Euro/MWh) wurden beide am 27. Juli 2006 erreicht. Der Minimalwert des Phelix-Baseload am 31. Dezember 2006 betrug 13,98 Euro/MWh, der Minimalwert des Phelix-Peakload, der am 4. Juni 2006 erreicht wurde, 17,42 Euro/MWh.[190]

201. Analog zu einer Börse wie der EUREX werden auf dem EEX-Terminmarkt bedingte (Optionen) und unbedingte (Futures) standardisierte Termingeschäfte getätigt. Diese Geschäfte dienen hauptsächlich der Absicherung zukünftiger Preisrisiken und haben deshalb ein sog. Cash Settlement. Der Phelix-Future wird an den Phelix gekoppelt, so dass ein Hedging physischer Strompreisrisiken durch den finanziellen Futures-Kontrakt möglich wird. Jedoch ist es aufgrund der physikalischen Eigenschaft des Gutes Strom nicht möglich, eine physische Arbitrage zu betreiben. Demnach existiert kein unmittelbarer Zusammenhang zwischen Spot- und Terminmarkt, den funktionsfähige Arbitragemechanismen an anderen Warenterminmärkten in mehr oder minder großem Ausmaß hervorrufen. Selbst extreme Contango-Situationen[191] können nicht genutzt werden, da am Spotmarkt zur Verfügung stehende Strommengen nicht gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur Begleichung von Forderungen aus Terminmarktgeschäften abgerufen werden können. Dennoch darf davon ausgegangen werden, dass der heutige Spotmarktpreis einen Einfluss auf die Erwartungen der Nachfrager über das zukünftige Preisniveau hat und dadurch den heutigen Terminmarktpreis zumindest mittelbar beeinflusst. Im Vergleich zu dem Handelsvolumen des Spotmarktes ist das Handelsvolumen des Terminmarktes deutlich angestiegen. Es nahm im Jahr 2006 um 49,32 Prozent von 259,02 TWh auf 386,77 TWh zu.[192]

202. Auch die Preisentwicklung am Terminmarkt lässt in den vergangenen drei Jahren deutliche Steigerungen erkennen. Die Tabelle 3.9 zeigt die Jahresmittelwerte von Phelix-Baseload- und Phelix-Peakload-Future für das jeweilige rollierende Folgejahr[193] der Jahre 2004 bis Ende 2006.

Besonders auffällig ist die Preissteigerung des Jahresmittelwertes des Phelix-Peakload-Future von 2005 zu 2006, der um etwa 25 Euro angestiegen ist. Der Minimalwert des Phelix-Baseload-Future im Jahr 2006 für das Folgejahr 2007 wurde am 9. Mai 2006 erreicht und lag bei 47,51 Euro/MWh. Der Maximalwert wurde am 18. April 2006 erreicht und betrug 60,35 Euro/MWh.[194]. Der Minimalwert des Phelex-Peakload-Futures lag am 3. Januar 2006 bei 69,50 Euro/MWh, während am 9. November 2006 der Maximalwert von 87,54 Euro/MWh erreicht wurde.[195]

[190] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 71.

[191] Eine Contango-Situation ist eine übliche Marktkonstellation an Warenterminmärkten. Dies bedeutet, dass länger laufende Futures einen höheren Preis haben als kurzfristig fällige. Vor diesem Hintergrund kann die Lagerhaltung und der spätere Verkauf einer Ware rentabel sein. Deshalb wären bei der Preisgestaltung des länger laufenden Kontraktes die Opportunitätskosten zu berücksichtigen.

[192] Dieses Volumen ist exklusiv OTC-Clearing. Das OTC-Clearing umfasst Terminkontrakte, die am OTC-Markt direkt zustande kommen, deren Abwicklung aber der Börse anvertraut wird. Zentrale Aufgabe des OTC-Clearings ist die Berechnung von Ausgleichszahlungen sowie die Übernahme des Kontrahentenrisikos. Das Volumen der außerbörslichen Kontrakte, für welche die Clearing-Faszilitäten der EEX genutzt werden, ist innerhalb des Jahres 2006 von 255,87 TWh auf 655,55 TWh angestiegen. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 70.

[193] D.h., das Jahr 2005 wurde im Jahr 2004, das Jahr 2006 im Jahr 2005 und das Jahr 2007 im Jahr 2006 gehandelt.

[194] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 72.

[195] Vgl. ebenda.

Tabelle 3.9

Jahresmittelwerte für Phelix-Base- und -Peakload-Future

Jahresmittelwert für das Jahr	Phelix-Baseload-Future	Phelix-Peakload-Future
2004	33,49 Euro/MWh	49,13 Euro/MWh
2005[1]	41,27 Euro/MWh	56,35 Euro/MWh
2006	55,01 Euro/MWh	81,02 Euro/MWh

1 Für das Jahr 2005 differieren die Angaben der BNetzA – die in beiden Berichten genannt werden – leicht (bei den Nachkommastellen). Es ist anzunehmen, dass die Werte preisbereinigt wurden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 56 sowie BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 71.

3.4.3.5 Untersuchung von London Economics im Auftrag der EU-Kommission

203. Die deutlichen Preissteigerungen an der EEX waren auch der Anlass dafür, dass die Großhandelspreise der EEX als Marktergebnisdeterminante ebenfalls in der Studie von London Economics untersucht wurden. Um das Marktergebnis zu bewerten, wurde der Lerner-Index (LI) auf stündlicher Basis berechnet. Der LI ist ein Maß für Marktmacht, das die Differenz aus Marktpreis und Grenzkosten in Relation zum Marktpreis setzt. Bei perfekter Konkurrenz entspricht der Marktpreis den Grenzkosten und der LI ist 0. Somit gilt, dass mit der Höhe des LI der Mark-Up auf die Grenzkosten steigt und mit zunehmender Höhe des Mark-Up die Marktmacht des Unternehmens. Die kurzfristigen Grenzkosten wurden anhand einer für den Elektrizitätssektor „üblichen Software“ für die Jahre 2003, 2004 und 2005 simuliert. Anschließend wurden sie den durchschnittlichen Kosten für CO_2-Zertifikate und den durchschnittlichen Spotmarktpreisen am EEX für die entsprechenden Jahre gegenübergestellt.[196] Die Differenz zwischen EEX-Preis und modellierten Grenzkosten ergab den Mark-Up. Preise und Kosten wurden mit der Nachfrage zum jeweiligen Zeitpunkt gewichtet.

[196] Bei den EEX-Spotmarktpreisen wurden die Stundenpreise mit den jeweiligen Mengen gewichtet. Bei den Jahresmittelwerten des Phelix-Baseload wurde diese Mengengewichtung nicht vorgenommen.

204. In den Jahren 2003 bis 2005 sind die Grenzkosten um nahezu 10 Euro angestiegen. Die Autoren der Studie führen diesen Anstieg auf steigende Brennstoffpreise und sich verändernde Kraftwerksportfolios zurück. Im Gegensatz zur Entwicklung der durchschnittlichen Erzeugungskosten bleibt der EEX-Spotmarktpreis in den Jahren 2003 und 2004 stabil und steigt erst im Jahr 2005 an, was mit der Einführung des europäischen CO_2-Zertifikatehandels in Zusammenhang stehen könnte. Im Jahr 2005 ist auch ein Anstieg des Mark-Up im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen.

205. Auf die Frage, inwiefern CO_2-Zertifikate den Kosten zuzurechnen und damit einzupreisen sind, wurde in der Studie nicht eingegangen. Dennoch wurden bei der Berechnung des LI die Zertifikate einmal den Kosten und einmal dem Mark-Up zugerechnet und die Ergebnisse miteinander verglichen.

Der LI lag im Jahr 2005 – unter voller Zurechnung des durchschnittlichen CO_2-Zertifikatepreises zu den Kosten – bei 13,20 Prozent. Dies ist deutlich geringer als in den Jahren zuvor. Als maximal mögliche Obergrenze könnte der LI von 41,80 Prozent im Jahr 2005 interpretiert werden, der zustande käme, falls die Preise bzw. Opportunitätskosten für die CO_2-Zertifikate nicht den Kosten zugerechnet werden sollten. In diesem Fall läge der LI deutlich über den Vorjahreswerten, wobei eine derartige Interpretation ökonomisch problematisch wäre, es sei denn, die CO_2-Kosten sind selbst stark manipuliert.

Tabelle 3.10

Aufschlüsselung des EEX-Spotmarktpreises in modellierte Grenzkosten, Kosten für CO_2-Zertifikate und Mark-Up für Deutschland
(Durchschnittswerte für die Jahre 2003, 2004 und 2005 in Euro/MWh)

	2003	2004	2005
Modellierte Grenzkosten	19,46 Euro	24,27 Euro	28,17 Euro
Kosten für CO_2-Zertifikate	0,00 Euro	0,00 Euro	13,86 Euro
Mark-Up	11,42 Euro	5,36 Euro	6,39 Euro
Summe	**30,88 Euro**	**29,63 Euro**	**48,42 Euro**

Quelle: London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 315.

Tabelle 3.11

Durchschnittlicher LI auf Basis modellierter Grenzkosten und Spotmarktpreisen der EEX

	2003	2004	2005	2003–2005
CO_2-Zertifikate vollständig als Kosten zugerechnet	*37,00 %*	*18,10 %*	*13,20 %*	*21,20 %*
CO_2-Zertifikate nicht als Kosten zugerechnet	*37,00 %*	*18,10 %*	*41,80 %*	*33,90 %*

Quelle: London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 325.

206. Schließlich wurde von London Economics untersucht, ob Kapazitätszurückhaltungen die Ursache für die Preisaufschläge über die Grenzkosten sind. Um diese Möglichkeit zu analysieren, wurde die optimale Kapazitätsbereitstellung anhand einer spezifischen, auch von Stromerzeugern genutzten Software berechnet. Die Erzeuger nutzen diese Software nach Angaben der Europäischen Kommission, um kostenminimale Produktionsmöglichkeiten zu ermitteln. Bei dieser Simulation wurden für alle betrachteten Unternehmen Abweichungen der tatsächlichen Erzeugung von der als optimal berechneten Erzeugung festgestellt. Der Grad der Abweichung variierte zwischen den Unternehmen, den beobachteten Zeiträumen und den Primärenergieträgern. Tendenziell waren die Abweichungen bei Kraftwerken, welche die Primärenergieträger Kohle und Uran nutzen, besonders hoch. Diese Kraftwerke mit vergleichsweise geringen variablen Kosten produzieren gemäß den Berechnungen häufiger unterhalb ihrer optimalen Auslastung als das bei kostenintensiveren Kraftwerken der Fall war.[197] Die Ergebnisse dieser Untersuchung indizieren, dass von den betrachteten Unternehmen gezielt Kapazitäten mit niedrigeren variablen Kosten zurückgehalten wurden. Demnach sind zur Deckung der nachgefragten Menge mehr Kraftwerke mit vergleichsweise höheren variablen Kosten zum Einsatz gekommen als dies nötig gewesen wäre. Da das Grenzkraftwerk gemäß der Merit Order den Marktpreis bestimmt, legt die Untersuchung die Vermutung nah, dass der Marktpreis gezielt nach oben getrieben wurde.

3.4.3.6 Kritische Würdigung

207. Nach Ansicht der Monopolkommission erweist sich der von London Economics verwendete Preisschätzer für die Berechnung des Mark-Up als problematisch. Durch die Verwendung der kurzfristigen Grenzkosten als Preisschätzer wird das Potential der Marktmachtausübung tendenziell überschätzt. Würde sich der Preis gemäß den kurzfristigen Grenzkosten bilden, so hätte dies zur Folge, dass zumindest die Grenzkraftwerke ihre Investitionskosten nicht decken können und mittel- bis langfristig aus dem Markt ausscheiden. Dies würde zu einer Verknappung der Kapazitäten und somit des Angebots führen. Ohne Berücksichtigung dieser Knappheitspreise liegen die Preisschätzer in der Studie von London Economics im langfristigen Durchschnitt systematisch unter den Preisen, die auf einem Wettbewerbsmarkt zu beobachten wären. In fixkostenlastigen Industrien ist es unbestritten, dass die Preise zumindest z. T. über den kurzfristigen Grenzkosten liegen müssen, um in einem dynamischen Kontext Investitionsanreize zu setzen. Vor diesem Hintergrund wären die langfristigen Grenzkosten ein adäquater Preisschätzer gewesen.

208. Darüber hinaus wird die Studie in der ökonomischen Literatur unter Hinweis auf Probleme mit der Datenqualität[198], konzeptionelle Probleme wie die Durchschnittsbildung bei der Grenzkostenkurve und die fehlende Berücksichtigung von Opportunitätskosten kritisiert. So wird darauf verwiesen, dass Zertifikatskosten – sei es in Form von tatsächlichen Kosten oder Opportunitätskosten – ein Grenzkostenbestandteil sind und demnach bei perfektem Wettbewerb in voller Höhe eingepreist würden.[199]

209. Obwohl es aus ökonomischer Sicht durchaus rational erscheint, dass Opportunitätskosten bei der Grenzkostenpreisbildung Berücksichtigung finden, erhöhen die unentgeltlich erteilten Zertifikate unstrittig den Gewinn der Unternehmen. Dies lässt nach Ansicht der Monopolkommission eine Gegenüberstellung von Kostenaufschlägen mit und ohne Berücksichtigung der Zertifikatskosten insbesondere vor dem Hintergrund der Frage, ob diese außerordentlichen Gewinne zusätzliche Investitionen induzieren, interessant erscheinen.

210. Trotz der in einzelnen Fällen durchaus berechtigten Kritik an der Berechnung des LI durch London Economics, wird die grundlegende Aussage, dass diverse Indizien für die Marktmachtausübung der großen Verbundunternehmen an der EEX sprechen, auch in zahlreichen weiteren ökonomischen Studien bestätigt.[200]

---

[197] Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007, S. 389 ff.

[198] So seien Fehler bei der Messung oder Definition von Grenzkosten gemacht worden. Beispielsweise seien die abgefragten Kosten nicht eindeutig definiert, bei Pumpspeicherkraftwerken habe die Pumparbeit keine Berücksichtigung gefunden und Anfahrtskosten seien nur im Sinne eines höheren Brennstoffverbrauchs berücksichtigt worden. Vgl. Ockenfels, A., Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, 2007, S. 6 f.

[199] Vgl. hierzu insbesondere ebenda, S. 7. Es bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die Studie von Ockenfels ursprünglich im Auftrag der RWE AG angefertigt wurde.

[200] Vgl. unter vielen z.B. Müsgens, F., Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model, in: The Journal of Industrial Economics, Vol. 54, 2006, S. 471-498; Lang, C. Schwarz, H.-G., Analyse von Fly Ups am Spotmarkt der EEX 2005-2006, IWE Working Paper No. 01 2007; Schwarz, H.-G., Lang, C., The rise in German wholesale electricity prices: Fundamental factors, exercise of market power, or both? IWE Working Paper Nr. 02 2006; Hirschhausen, C. von, Weigt, H., Zachmann, G. Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, 2007 (im Auftrag des VIK). Von Hirschhausen, Weigt und Zachmann wiesen ebenfalls signifikante Preisaufschläge auf die Grenzkosten, insbesondere zu Mittel- und Spitzenlastzeiten, nach. Diese Aufschläge erfolgten sowohl vor als auch nach der Einführung des europäischen CO_2-Zertifikatehandels. Auch sie führen die Möglichkeit der Marktteilnehmer zur künstlichen Zurückhaltung von Kapazität an. Als weiteres Indiz für die Ausübung von Marktmacht im Preisbildungsmechanismus verweisen die Autoren auf empirische Ergebnisse, die auf eine asymmetrische Kostenweitergabe schließen lassen. Eine Erhöhung des Zertifikatspreises für CO_2-Emissionen habe tendenziell einen größeren Anstieg des Elektrizitätspreises zur Folge, als dies im umgekehrten Fall bei einer Senkung des Zertifikatspreises in Bezug auf die Weitergabe der niedrigeren Kosten der Fall sei. Das in der Studie angewendete Regressionsmodell zur Abschätzung der Einpreisung lässt auf eine dreifach höhere Weitergabe von Preissteigerungen als von Preissenkungen schlussfolgern. Die Autoren argumentieren, dass in einem wettbewerblichen Markt Anstiege und Rückgänge von Kosten in gleicher Weise unmittelbar weitergegeben würden.

211. Nach Ansicht der Monopolkommission ließe sich die Möglichkeit zur Marktmachtausübung durch einige Modifikationen der Kontrollmechanismen und der handelsrechtlichen Vorschriften zwar erschweren, jedoch nicht beseitigen. Zur besseren Aufdeckung wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens wie Marktpreismanipualtionen könnte insbesondere die Einführung eines Market Monitoring beitragen. Dabei könnte einer speziellen Marktüberwachungsstelle die Aufgabe zukommen, marktrelevante Informationen – z. B. über verfügbare Netzkapazitäten, über die Anzahl der Teilnehmer auf dem Spot- und Terminmarkt sowie über die Verteilung der gehandelten Angebots- und Nachfragemengen auf einzelne Unternehmen – zeitnah zu erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche zu überprüfen. Alle erforderlichen Informationen müssten der Marktüberwachungsstelle von den beteiligten Unternehmen unmittelbar bereitgestellt werden. Die Informationsverpflichtung wäre gesetzlich zu verankern (z. B. im Energiewirtschaftsgesetz). Die Informationen müssten dabei weit über die bisher freiwillig bereitgestellten nichtbörslichen Informationen der Marktakteure an der EEX hinausgehen.

212. Die aktuell bereitgestellten Informationen weisen nicht die erforderliche Quantität und Qualität auf, um vorhandene Informationsasymmetrien zwischen Aufsichtsbehörden und Marktteilnehmern zu beheben. So sind die Kraftwerksdaten nur in aggregierter Form erhältlich und werden mit einem Tag Verspätung veröffentlicht. Um die nötige Transparenz herzustellen, wäre jedoch eine simultane Veröffentlichung spezifischer Kraftwerksdaten erforderlich.[201]

213. Dabei ist zu beachten, dass diese Informationen in erster Linie den zuständigen Kontrollinstanzen wie der Marktüberwachungsstelle zur Verfügung gestellt werden sollten. Darüber hinaus wäre zu prüfen, welche Informationen zusätzlich auch allen Marktteilnehmern an der EEX allgemein zugänglich gemacht werden können. Bei der Auswahl dieser zu veröffentlichenden Informationen ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Markttransparenz zwar einerseits Asymmetrien im Markt abbauen und so die Liquidität des Marktes fördern kann. Andererseits begünstigt eine erhöhte Transparenz kollusives Verhalten auf Oligopolmärkten. Auf einem transparenten Markt ist es vergleichsweise einfach, ein Unternehmen zu bestrafen, das von den getroffenen Vereinbarungen bzw. dem spontanen Parallelverhalten abweicht.

214. Um wettbewerbsbeschränkendes Verhalten zeitnah ahnden zu können, sollten die vergleichsweise strengen handelsrechtlichen Vorschriften des Wertpapierhandelsgesetzes auch auf den Spotmarkt erstreckt werden. Auf diese Weise wäre eine effiziente Ahndung von Marktpreismanipulationen nicht auf die Instrumente des Kartellrechts beschränkt.

3.4.4 Schlussfolgerungen der Monopolkommission

3.4.4.1 Vermachtete Marktstruktur

215. Sowohl traditionelle Konzentrationsmaße als auch modernere branchenspezifische Indizes weisen darauf hin, dass insbesondere die Verbundunternehmen E.ON und RWE auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz eine dominante Marktstellung einnehmen. Darüber hinaus wurden in der Studie von London Economis deutliche Aufschläge auf die kurzfristigen Grenzkosten beim Kraftwerksabruf nach der Merit Order nachgewiesen. In Anbetracht der Höhe dieser Aufschläge – die in ähnlichem Ausmaß auch in anderen Studien nachgewiesen wurden – ist anzunehmen, dass die aktuellen Großhandelspreise auch über den langfristigen Grenzkosten liegen.

216. Ferner bestärken die im Rahmen der Anhörung der Monopolkommission von den Wettbewerbern und Strom-Großkunden vorgebrachten Vorwürfe der Kapazitäts- und Informationszurückhaltung sowie die Aufteilung der Regelzonen beim bilateralen Handel den Verdacht, dass zwischen den Verbundunternehmen kein wesentlicher Wettbewerb besteht. Zusätzlich unterstützt wird diese Vermutung durch einige Gemeinschaftsbeteiligungen an Kraftwerken. Zumindest für diese Kraftwerke ist von einer gemeinsamen Gewinnmaximierung auszugehen.

217. Zwar lässt sich eine marktmächtige Stellung der Verbundunternehmen – gemäß den Vermutungstatbeständen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen – für den Strom-Großkundenmarkt nicht direkt nachweisen. Jedoch ist auch hier anzunehmen, dass sie auch auf diesem Markt – unter anderem aufgrund der zahlreichen Minderheitsbeteiligungen an regionalen Versorgern – eine herausragende Stellung innehaben. Auf den jeweiligen regional abgegrenzten Strom-Kleinkundenmärkten besitzen die Verbundunternehmen wegen zahlreicher Mehrheitsbeteiligungen an Stadtwerken teilweise sogar eine Monopolstellung.

218. Offensichtlich gelingt es z. B. den Händlern und unabhängigen Weiterverteilern auf den nachgelagerten Stufen sowie den Endverbrauchern nicht, den überhöhten Erzeugerpreisen entgegenzuwirken. Den Händlern und Weiterverteilern fehlt – aufgrund der Nichtspeicherbarkeit des Gutes Strom – die Möglichkeit, durch einen gezielten Kauf von überschüssigen Mengen in Niedrigpreisphasen und das Verbrauchen bzw. Weiterverteilen dieser überschüssigen Mengen in Hochpreisphasen disziplinierend auf die Erzeuger einzuwirken. Die Nachfrager von Strom können zumindest kurzfristig nicht auf Preiserhöhungen mit einer deutlichen Senkung des Elektrizitätsverbrauchs reagieren. Ferner gibt es keine Möglichkeit, auf substitutive Produkte auszuweichen und so einen disziplinierenden Einfluss auf die Erzeuger auszuüben.

[201] Vgl. NERA Economic Consulting, White & Case (Hrsg.), Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher Sicht, im Auftrag des Sächsischen Ministeriums für Wirtschaft und Arbeit, 2007, S. 152.

3.4.4.2 Marktzutrittsschranken: Verfestigung der vermachteten Marktstruktur

219. Diese vermachtete Marktstruktur wird darüber hinaus durch das Vorliegen bedeutender Marktzutrittsschranken verfestigt. So resultiert aus der vertikalen Integration der vier Verbundunternehmen eine maßgebliche Marktzutrittsschranke. Insbesondere E.ON und RWE sind auf allen Wertschöpfungsstufen aktiv und auf den meisten Wertschöpfungsstufen als bedeutende bzw. dominante Anbieter tätig. Die Marktzutrittsschranke entsteht dadurch, dass ein potentieller Newcomer auf dem Elektrizitätsmarkt, der eigenständig auf diesem Markt agieren möchte, durch die vertikale Integration der Verbundunternehmen dazu gezwungen ist, selbst alle relevanten Marktstufen abzudecken.

220. Auch der Stromvertrieb, sei es auf dem Strom-Großkunden- oder dem privaten Endkundenmarkt, ist durch hohe anbieterseitige Marktzutrittsschranken gekennzeichnet. Während die Strom-Großkunden als vergleichsweise wechselfreudig eingestuft werden können, ist die Wechselbereitschaft bei Strom-Kleinkunden – trotz vorhandener Preisunterschiede – noch immer sehr gering. Diese „Trägheit" der privaten Nachfrager stellt eine bedeutende Marktzutrittsschranke für potentielle Newcomer auf dem Strom-Kleinkundenmarkt dar.

221. Darüber hinaus werden potentielle Newcomer durch lange Planungs- und Genehmigungszeiten, die bis zu zehn Jahre in Anspruch nehmen können, vom Bau eines Kraftwerkes abgehalten. Zum Teil wird schließlich auch darauf hingewiesen, dass die Verbundunternehmen eine bessere Finanzkraft aufweisen als mancher Newcomer.

222. Auch die begrenzte Netzkapazität an bzw. direkt vor und hinter den deutschen Grenzen (Grenzkuppelstellen) macht den Marktzutritt für Kraftwerksbetreiber außerhalb Deutschlands nahezu unmöglich. Falls es gelingen würde, diese Kapazitätsengpässe abzubauen und hierdurch zumindest einen zentraleuropäischen Elektrizitätsbinnenmarkt herbeizuführen, würde sich die Zahl der konkurrierenden Anbieter und demnach die Wettbewerbsintensität deutlich erhöhen.

223. Die wohl bedeutendste Marktzutrittsschranke stellt für ein Unternehmen, das ein Kraftwerksprojekt plant, die Verweigerung bzw. Diskriminierung beim Netzzugang bzw. Netzanschluss dar. Für einen potentiellen Kraftwerksbetreiber ist es von essentieller Bedeutung, dass sein Kraftwerk an das Versorgungsnetz angeschlossen wird. Zusätzlich muss er die Möglichkeit haben, die produzierte Menge zu diskriminierungsfreien Bedingungen auch tatsächlich in das Versorgungsnetz einspeisen zu können. Sollten die Voraussetzungen nicht gewährleistet sein, so wird der potentielle Kraftwerksbetreiber von dem Bau eines Kraftwerkes absehen.

3.4.4.3 Strukturelle Ursachen der Marktmachtausübung

224. Die Monopolkommission vertritt die Auffassung, dass die Hauptursache der Marktmachtausübung nicht in den spezifischen Verhaltensweisen der Verbundunternehmen begründet ist, sondern in der verfestigt-vermachteten Marktstruktur auf der Erzeugerebene. So ist es in der ökonomischen Theorie hinlänglich bekannt, dass die marktstrukturellen Voraussetzungen Homogenität des betrachteten Gutes, hohe Markttransparenz und oligopolistische Anbieterstruktur die beteiligten Oligopolisten zu einer Kollusion befähigen können. Aufgrund des Gefühls, „sich im selben Boot zu befinden", werden sie einen gemeinsamen Monopolpreis (bzw. Preisaufschlag auf die Grenzkosten) auch ohne eine ausdrückliche Absprache setzen können (sog. spontanes Parallelverhalten oder „tacit collusion"). Durch die rechtlichen Vorschriften des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen lassen sich allenfalls nur einzelne Symptome – nicht jedoch die Ursache – eines derartigen Verhaltens beheben. Die Ursachen der Wettbewerbsbeschränkung selbst können nur durch strukturelle Maßnahmen, wie den Abbau der Marktzutrittsschranken, bekämpft werden.

225. In der Übergangsphase kann der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht und den handelsrechtlichen Vorschriften die Bedeutung zukommen, die Möglichkeiten für die Ausübung von Marktmacht zu beschränken. Sollten schließlich strukturelle Voraussetzungen für den Wettbewerb geschaffen worden sein, bildeten diese Vorschriften die wettbewerblichen Rahmenbedingungen.

226. Zunächst muss es jedoch das Ziel sein, die strukturellen Voraussetzungen für einen funktionsfähigen Wettbewerb auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Märkten zu schaffen. Die Ermöglichung eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses und Netzzugangs zu den Elektrizitätsnetzen kann hierzu einen wertvollen Beitrag leisten.

227. Im Energiewirtschaftsgesetz sind durch die §§ 17 bis 19 EnWG Regelungen für einen diskriminierungsfreien Netzanschluss und durch die §§ 20 bis 25 EnWG Regelungen für einen diskriminierungsfreien Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen getroffen. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber diverse Rechtsverordnungen erlassen, durch welche die Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes konkretisiert werden. Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden sind seit Juli 2005 damit beauftragt, die Durchsetzung dieser Regelungen zu beaufsichtigen und zu forcieren. Inwieweit die Regelungen dazu geeignet sind, den Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt – insbesondere auf der Erzeugerstufe – zu erhöhen, wird in den nachfolgenden Abschnitten untersucht. Zudem liegt ein Schwerpunkt darauf, ob und inwieweit es der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden gelingt, durch ihre Tätigkeit einen diskriminierungsfreien Netzanschluss und einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten.

228. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur gemäß § 56 EnWG die Aufgabe, die Umsetzung der europäischen Bestimmungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Verordnung (EG) Nr. 1228/2003)[202] in Deutschland zu überwachen. Vor diesem Hintergrund gilt

---

[202] Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. EG Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 1.

es auch zu untersuchen, ob die Bestimmungen eingehalten werden und ob sie geeignet sind, die vorhandenen Netzengpässe an den deutschen Grenzen zu beseitigen und einen europäischen Binnenhandel mit Strom zu ermöglichen.

3.5 Amtspraxis und Regulierung

3.5.1 Einleitung

229. Die Monopolkommission ist gemäß § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG beauftragt, die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht zu würdigen. Im Rahmen dieser Würdigung stehen für den Elektrizitätssektor die nachfolgenden Bereiche im Fokus:

– Entflechtung nach §§ 6 bis10 EnWG,

– Netzanschluss nach §§ 17 bis 19 EnWG,

– Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen nach §§ 20 bis 25 EnWG (einschließlich des Aktionsparameters Netzentgelte).

Auf die Befugnisse, die den Regulierungsbehörden zur Durchsetzung dieser Bestimmungen zur Verfügung stehen (Missbrauchsaufsicht nach §§ 30, 31 EnWG), wird innerhalb der einzelnen Abschnitte eingegangen.

3.5.2 Entflechtung nach §§ 6 bis10 EnWG

3.5.2.1 Vorgaben

230. Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 54 Abs. 2 Nr. 4 EnWG beauftragt, die Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen zu überwachen, die im zweiten Teil des Energiewirtschaftsgesetzes (§§ 6 ff. EnWG) formuliert sind.[203] Mit den Entflechtungsbestimmungen wurden die EG-Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG unter Nutzung vereinzelter Umsetzungsspielräume in nationales Recht umgesetzt. Die Bestimmungen entfalten nach § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG ihre Gültigkeit für alle vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen und auch für „rechtlich selbständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen, die im Sinne von § 3 Nr. 38 mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind“.[204] Die Entflechtungsvorschriften werden in den §§ 7 ff. EnWG konkretisiert. Sie umfassen die gesellschaftsrechtliche, die operationelle, die informationelle und die buchhalterische Entflechtung. Von der gesellschaftsrechtlichen und der operationellen Entflechtung sind nur vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen betroffen, an deren Netz mehr als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind (§ 7 Abs. 2 Satz 1, § 8 Abs. 6 Satz 1 EnWG). Die beiden übrigen Bestimmungen gelten für alle vertikal integrierten Unternehmen, unabhängig von ihrer Größe. Die Vorgaben verfolgen zwei Ziele: Einerseits soll die Transparenz erhöht werden und andererseits sollen die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs erreicht werden.

231. Der § 7 EnWG (gesellschaftsrechtliche Entflechtung) verpflichtet die vertikal integrierten Unternehmen dazu, mit ihnen verbundene Netzbetreiber in rechtlich eigene Gesellschaften auszugliedern. Die Netzbetreibergesellschaften können jedoch weiterhin im Eigentum des Konzerns bleiben.[205] Dabei ist es nicht notwendig, dass der Netzbetreiber eigentumsmäßiger Inhaber des Netzes ist. Es ist bereits ausreichend, wenn der rechtlich selbständige Netzbetreiber das Netz von der Konzernmutter oder einem anderen Unternehmen des Energieverbundes pachtet. Es ist jedoch sicherzustellen, dass der Netzbetrieb nicht auf fremde Rechnung erfolgt.[206] Von dieser organisationsrechtlichen Herauslösung erhofft sich der Gesetzgeber, dass der innerbetriebliche Zugriff des vertikal integrierten Unternehmens auf die Netzbetreiber ausbleibt. Die gesellschaftsrechtliche Entflechtung der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber sollte unmittelbar erfolgen, die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen hatten nach § 7 Abs. 3 EnWG bis zum 1. Juli 2007 Zeit, die gesellschaftsrechtliche Entflechtung vorzunehmen.

232. In § 8 EnWG werden die Vorgaben zur rechtlichen Entflechtung durch die operationelle Entflechtung ergänzt. Gemäß dieser Bestimmung muss der Netzbetreiber hinsichtlich der Organisation, Entscheidungsgewalt und Ausübung des Netzgeschäftes unabhängig sein. Darüber hinaus sind auf Seiten des Netzbetreibers personelle Verflechtungen des mittleren und gehobenen Managements mit anderen Unternehmen des Konzerns untersagt. Den übrigen Mitarbeitern ist es zwar erlaubt, auch andere Funktionen innerhalb des Konzerns wahrzunehmen. Sie sind jedoch den fachlichen Weisungen des Netzbetreibers zu unterstellen (§ 8 Abs. 2 Nr. 2 EnWG). Zusätzlich sind die vertikal integrierten Versorger gemäß § 8 Abs. 5 EnWG dazu verpflichtet, die im Bereich des Netzbetriebes tätigen Mitarbeiter mit adäquaten Programmen so zu schulen, dass sie eine diskriminierungsfreie Ausübung des Netzgeschäftes garantieren können (Gleichbehandlungsprogramm). Die Regulierungsbehörden sind über die Ausgestaltung und den Stand dieser Schulungsmaßnahmen zu informieren.

233. Eine zusätzliche Absicherung der Unabhängigkeit soll dadurch erreicht werden, dass gemäß § 8 Abs. 3 EnWG die Gewährleistung der beruflichen Handlungsunabhängigkeit des Leitungspersonals der Netzbetriebstochter gefordert wird. Dies beinhaltet unter anderem, dass die Gehälter des Leitungspersonals nur von dem wirtschaftlichen Erfolg des Netzbetriebs, nicht jedoch vom wirt-

[203] Die Landesregulierungsbehörden überwachen die Entflechtungsvorschriften der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetzen weniger als 100 000 Kunden angeschlossen sind und bei denen sich das Netz ausschließlich innerhalb der Grenzen des jeweiligen Bundeslandes befindet.

[204] Hierbei gelten Ausnahmebestimmungen für sog. De-minimis-Unternehmen. Vgl. § 7 Abs. 2 und § 8 Abs. 6 EnWG.

[205] Vgl. Artikel 10 Abs. 1, Satz 2 der Richtlinie 2003/54/EG sowie Artikel 9 Abs. 1 Satz 2 der Richtlinie 2003/55/EG.

[206] Vgl. Salje, P. Energiewirtschaftsgesetz – Kommentar, Köln, Berlin, München 2006, § 7 EnWG, Rn. 7.

schaftlichen Erfolg anderer Unternehmen im Energieverbund beeinflusst werden. Die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission interpretiert dieses Unabhängigkeitserfordernis in der Form, dass dem Leitungspersonal des Netzbetreibers untersagt sein soll, Aktien an anderen Versorgungs-, Erzeugungs- oder Holdingunternehmen des Konzerns zu halten.[207] Weiterhin wird in § 8 EnWG festgelegt, dass der Netzbetreiber unabhängig über alle Maßnahmen zu entscheiden hat, die den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes betreffen. Dies gilt selbst bei Entscheidungen, die Vermögenswerte des integrierten Unternehmens betreffen. Einflussnahmen des integrierten Unternehmens zum laufenden Netzbetrieb und zu baulichen Maßnahmen sind gemäß § 8 Abs. 4 Satz 4 EnWG unzulässig, „solange sich diese Entscheidungen im Rahmen eines vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen genehmigten Finanzplans oder gleichwertigen Instruments halten.“ Dem vertikal integrierten Versorgungsunternehmen ist zur Wahrnehmung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung lediglich erlaubt, über die Festlegung allgemeiner Verschuldungsobergrenzen und die Genehmigung jährlicher Finanzpläne oder gleichwertige Instrumente Einfluss auf den Netzbetreiber auszuüben (§ 8 Abs. 4 Satz 2 EnWG).

234. Mit der informationellen Entflechtung, die in § 9 EnWG angeordnet wird, soll verhindert werden, dass das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen von seiner Netztochter Informationen erlangt, durch die es einen Wettbewerbsvorsprung gegenüber Wettbewerbern auf den der Netzebene vor- oder nachgelagerten Märkten generieren kann. Deshalb ist der Netzbetreiber durch § 9 Abs. 1 EnWG zur Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen verpflichtet.[208] Falls der Netzbetreiber Informationen offen legt, die wirtschaftliche Vorteile bringen könnten, so hat diese Offenlegung in nichtdiskriminierender Weise für alle davon betroffenen Wettbewerber zu erfolgen (§ 9 Abs. 2 EnWG).

235. Die buchhalterische Entflechtung, die in § 10 EnWG vorgeschrieben ist, dient dem Ziel der erhöhten Transparenz. Energieversorgungsunternehmen werden in § 10 Abs. 1 EnWG dazu verpflichtet, „ungeachtet ihrer Eigentumsverhältnisse und ihrer Rechtsform einen Jahresabschluss nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuchs aufzustellen, prüfen zu lassen und offen zu legen.“ Vertikal integrierte Energieversorger haben darüber hinaus gemäß § 10 Abs. 3 EnWG in ihrer internen Rechnungslegung jeweils nach den Sparten Elektrizitätsübertragung, Elektrizitätsverteilung, Gasfernleitung, Gasverteilung, Gasspeicherung und Betrieb von LNG-Anlagen mit Beginn des Geschäftsjahres 2006 getrennte Konten zu führen. Dabei hat die Kontoführung so zu erfolgen, als handele es sich bei den Sparten um rechtlich selbständige Unternehmen. Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 EnWG dazu aufgefordert, im Rahmen ihres Monitoringberichts auf die tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung entsprechend § 10 EnWG einzugehen. Für die übrigen Entflechtungsregelungen besteht keine ausdrückliche gesetzliche Verpflichtung zur Dokumentation.

3.5.2.2 Stand der Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen

236. Um den Vollzug der Entflechtungsbestimmungen zu garantieren, standen den Regulierungsbehörden – nach dem „Nationalen Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht“ vom August 2006 – drei unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung:[209]

– Die Entflechtungsnormen wurden von den Regulierungsbehörden gemeinsam konkretisiert, mit dem Bundeskartellamt abgestimmt und am 1. März 2006 als „Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6 bis 10 EnWG“ veröffentlicht.[210]

– Durch diverse Informationsveranstaltungen und öffentliche Vorträge wurden die betroffenen Unternehmen über die Anforderungen der Entflechtung informiert. Nach § 65 Abs. 2 EnWG können die Regulierungsbehörden prinzipiell Maßnahmen zur Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen anordnen, sofern ein Unternehmen oder eine Unternehmensvereinigung den gesetzlichen Verpflichtungen nicht nachkommt.

– Im Falle der Verletzung der Vorgaben können die Regulierungsbehörden ein Verwaltungsvollstreckungsverfahren durchführen (§ 94 EnWG). Nach Angaben der Bundesnetzagentur im nationalen Berichtsbeitrag 2006 haben die Regulierungsbehörden indes im Berichtszeitraum keine förmlichen Aufsichtsmaßnahmen gegen einzelne Energieversorgungsunternehmen ergriffen.

237. Nach den Ermittlungen der Bundesnetzagentur hatten im August 2006 alle vier Übertragungsnetzbetreiber bereits die rechtliche Entflechtung vorgenommen und eine rechtlich selbstständige Tochtergesellschaft gegründet. Zum Zeitpunkt der Marktdatenerhebung im März 2006 hatten sich 81 Prozent der 22 befragten Verteilnetzbetreiber, die nach Angaben der Bundesnetzagentur die Grundgesamtheit repräsentieren, für eine Verpachtung und somit gegen eine Eigentumsübertragung des Netzes an die Netzgesellschaft entschieden.

238. Bei der operationellen Entflechtung konnten hingegen noch keine wesentlichen Erfolge erzielt werden. Viele Maßnahmen dieser Entflechtungsform sind eng mit der rechtlichen Entflechtung verknüpft, welche die Mehr-

[207] Vgl. Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr, Vermerk zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt vom 16. Januar 2004, S. 9 f.

[208] Hierdurch soll ausgeschlossen werden, dass die Mitarbeiter des Versorgungsunternehmens unbegrenzt Zugang zu den Datenquellen des Netzbetreibers mit relevanten Informationen (z. B. Details über vorhandene oder potentielle Netznutzer) haben. Vgl. ebenda, S. 15.

[209] Vgl. im Folgenden BNetzA, Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bonn 2006, S. 31 ff.

[210] Vgl. www.bundesnetzagentur.de/media/archive/5222.pdf.

heit der betroffenen Unternehmen erst bis Juli 2007 vornehmen musste. Im Berichtszeitraum beschäftigten drei der vier Übertragungsnetzbetreiber mehr als 75 Prozent der mit Netztätigkeit befassten Mitarbeiter in den Übertragungsnetzgesellschaften selbst, ein Übertragungsnetzbetreiber beschäftigte weniger als 50 Prozent der Mitarbeiter in der Gesellschaft selbst. Von den befragten Verteilnetzbetreibern gaben hingegen 80 Prozent an, weniger als 50 Prozent der Netzmitarbeiter in der Netzgesellschaft angestellt zu haben. Auffällig war darüber hinaus, dass einige Mehrspartenunternehmen dem Leitungspersonal im Netzbereich neue Aufgaben in Bereichen wie Fernwärme und Wasser übertrugen.

239. Im Berichtszeitraum nahm die Bundesnetzagentur eine erste Auswertung der Gleichbehandlungsberichte vor, die ihr von den hierzu verpflichteten Energieversorgungsunternehmen zugestellt wurden.[211] Die Berichte waren jedoch wenig konkret und beschäftigten sich schwerpunktmäßig mit der Deskription der Schulungsmaßnahmen.

240. Weiterhin wurde der Stand der operationellen Entflechtung auch anhand der Bedeutung sog. Shared Services sowie des Firmensitzes und des Internetauftritts der Netzgesellschaften überprüft. Vor diesem Hintergrund befragte die Bundesnetzagentur im Rahmen der Marktdatenerhebung, wie viel Prozent der Gesamtkosten der Netzgesellschaft auf Shared Services, d. h. auf Leistungen verbundener Unternehmen, entfallen. Dabei wurden diese Leistungen nicht konkret definiert. Bei den Übertragungsnetzbetreibern lag dieser Anteil zwischen 2 und 14 Prozent, bei den Verteilnetzbetreibern durchschnittlich bei ca. 20 Prozent. Die Marktdatenerhebung ergab, dass drei der vier Übertragungsnetzbetreiber bereits einen von der Muttergesellschaft unabhängigen Firmensitz haben. Zwei der Übertragungsnetzbetreiber hatten zum Zeitpunkt der Befragung einen eigenen Internetauftritt. Jedoch war die Bildmarke auf der Internetseite noch mit der der Muttergesellschaft identisch. Von den Verteilnetzbetreibern hatte mehr als die Hälfte einen örtlich von der Muttergesellschaft getrennten Firmensitz. Etwa ein Drittel der Verteilnetzbetreiber konnte einen eigenen Internetauftritt vorweisen, wovon vier auch eine eigene Bildmarke – somit eine eigene Corporate Identity – entwickelt haben.

241. Bei der informatorischen Entflechtung zeigte sich im Hinblick auf die IT-Systeme der Energieversorgungsunternehmen, die sich in zwei Gruppen – integriertes System mit Berechtigungskonzept und System mit zwei Stammdatensätzen der Kunden – aufteilen lassen, dass sich die Entflechtung bei zwei getrennten Stammdatensätzen vergleichsweise leichter durchführen lässt. Die Regulierungsbehörden konnten in Zusammenarbeit mit Verbänden und Unternehmen Diskriminierungspotentiale des integrierten Systems mit Berechtigungskonzept ausloten und durch die Formulierung von Forderungen unterbinden. Die formulierten Forderungen führen auf Seiten der Energieversorger jedoch zu einem vermehrten Wechsel zu dem System mit zwei Stammdatensätzen, wobei die Unternehmen die hierbei anfallenden Wechselkosten bei der Genehmigung der Netzentgelte geltend machen.

242. Die Bundesnetzagentur hat sich in ihrer Marktdatenerhebung darüber hinaus auch einen Überblick über den Stand der buchhalterischen Entflechtung verschafft. Von den befragten Stromversorgungsunternehmen gaben 98 Prozent an, die Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung umgesetzt zu haben.

3.5.2.3 Kritische Würdigung

243. Generell begrüßt die Monopolkommission die Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes zur Entflechtung. Sie tragen zu einer größeren Kostentransparenz bei und erleichtern dadurch die Aufsichtstätigkeit des Regulierers bei der Kostenkontrolle. Kritisch sieht die Monopolkommission die Zeitvorgaben der Entflechtungsvorschriften sowie den bisherigen Umsetzungsstand. So sind durch die zweijährige Frist für die rechtliche Entflechtung der Verteilnetzbetreiber die erhofften wettbewerblichen Impulse bislang nicht eingetreten. Auch der späte Beginn der buchhalterischen Entflechtung (Geschäftsjahr 2006) hat die Informationsdefizite der Regulierungsbehörden und anderen Marktteilnehmer für ein weiteres Jahr aufrechterhalten. So erhielten die Regulierungsbehörden die Gewinn- und Verlustrechnung der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen erst im Frühjahr bzw. Sommer des laufenden Jahres 2007. Hierdurch wurde es ihnen in den Jahren 2005 und 2006 erschwert, diskriminierende Maßnahmen zu ermitteln und abzustellen. Eine buchhalterische Entflechtung wäre jedoch schon mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes möglich gewesen, da Energieversorgungsunternehmen mit eigenem Netz bereits seit der Verbändevereinbarung II plus im Rahmen der Entgeltkalkulation Kostenstellen-, Kostenträgerrechnung und handelsrechtlichen Jahresabschluss aufführen mussten. Das Energiewirtschaftsgesetz sollte im Hinblick auf die operationelle Entflechtung insoweit geändert werden, dass es allen Mitarbeitern des Netzbetreibers untersagt ist, andere Funktionen innerhalb des Konzerns wahrzunehmen. Nur so kann die Weitergabe von Informationen und die Bevorzugung von Konzernschwestern verringert werden.

244. Der nationale Berichtsbeitrag der Bundesnetzagentur vermittelt den Eindruck, als verlaufe die Umsetzung der Entflechtungsvorgaben trotz erster Fortschritte nur zögerlich, insbesondere weil bei der operationellen Entflechtung noch keine wesentlichen Erfolge erzielt werden konnten. Falls die Entwicklung weiterhin schleppend verlaufen sollte, sind die Regulierungsbehörden gefragt, Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG anzuordnen und gegebenenfalls die Verwaltungsvollstreckung gemäß § 94 EnWG durchzuführen. Bisher haben die Regulierungsbehörden von diesen Instrumenten des Energiewirtschaftsgesetzes keinen Gebrauch gemacht.

245. Selbst wenn die Vorgaben formal weitgehend erfüllt sein sollten, bezweifelt die Monopolkommission, dass sich die Anreize zur Bevorzugung von Erzeugungs- und Vertriebsschwestern durch die Entflechtungsvorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes in ihrer Gänze besei-

[211] In drei Fällen wurde von den Regulierungsbehörden ein Vorverfahren gegen Energieversorgungsunternehmen eröffnet.

tigen lassen, da unter anderem die Informationsweitergabe nie in vollem Umfang kontrolliert werden kann. Eine vollständige Beseitigung dieser Anreize ließe sich nur durch eine eigentumsrechtliche Entflechtung erreichen. Diese Entflechtungsform birgt jedoch ebenfalls erhebliche Risiken, die in Kapitel 6 dieser Untersuchung erörtert werden.

3.5.3 Netzanschluss nach §§ 17 bis 19 EnWG i. V. m. §110 EnWG

3.5.3.1 Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes

246. Während im Energiewirtschaftsgesetz von 1998 nur der Netzanschluss für Tarifkunden (§ 10 Abs. 1 EnWG 1998) ausdrücklich geregelt war und der Netzanschluss für andere Netzanschlussbegehrende indirekt durch die §§ 6, 6a EnWG von 1998 bzw. 2003 mit der Verpflichtung zum Netzzugang festgelegt wurde, ist der Netzanschluss im Energiewirtschaftsgesetz von 2005 für alle Netzanschlussbegehrenden in den §§ 17, 18 EnWG geregelt.[212] In der Grundnorm § 17 EnWG sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen dazu verpflichtet, „Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden." Hierdurch gewährt § 17 Abs. 1 EnWG einen umfassenden Netzanschluss auf allen Netzebenen. Darüber hinaus umfasst das Recht auf Netzanschluss nicht nur Erstanschlüsse, sondern z. B. auch Anschlussbegehren eines sich bereits am Netz befindlichen Kraftwerkes. Eine Verweigerung des Netzanschlusses ist gemäß Abs. 2 Satz 1 der Norm nur zulässig, wenn ein Netzbetreiber nachweist, „dass ihm die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist."[213]

[212] Vgl. Salje, P. Energiewirtschaftsgesetz – Kommentar, Köln, Berlin, München 2006, Vor §§ 17–19 EnWG, Rn. 1.

[213] Die Bundesnetzagentur hat auf ihrer Webseite ein Diskussionspapier veröffentlich, in welchem sie erste Fragen zum Netzanschluss nach § 17 EnWG beantwortet. Die Antworten stellen dabei nur einen Zwischen- und keinen abschließenden Stand der Überlegungen dar. Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass Rückschlüsse auf eine etwaige Entscheidungspraxis nicht gezogen werden können. Viele der Thesen aus dem Diskussionspapier wurden durch die Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie vom 26. Juni 2007 bestätigt. Auf den Seiten 3 und 4 legt die Bundesnetzagentur dar, was ihrer Ansicht nach nicht als „Unzumutbarkeit" zu verstehen ist. Dies betrifft z. B. bei einem Netzebenenwechsel eine induzierte Erhöhung der Netzzugangsentgelte in der „verlassenen Ebene", eine Minderauslastung der bisher versorgten Netzelemente und eine Entwertung der bisher getätigten Investitionen. Vgl. BNetzA, § 17 EnWG: Veröffentlichungen zu Fragen des Netzanschlusses auf Entnahmeseite, 2006, S. 4.

247. Ziel der Spezialnorm des § 18 EnWG ist es, den Anschluss von Letztverbrauchern an das Niederspannungsnetz zu allgemeinen Bedingungen, die öffentlich bekannt zu geben sind, zu gewährleisten. Diese allgemeine Anschlusspflicht ist eine Voraussetzung für die Sicherung der Grundversorgung mit Energie, die in den §§ 36 ff. EnWG näher geregelt ist. Durch die Norm soll insbesondere die zivilrechtliche Durchsetzung entsprechender Ansprüche ermöglicht werden, was jedoch einem Eingreifen der Regulierungsbehörden nach § 64 EnWG nicht entgegensteht. Von dem in § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG angeordneten Kontrahierungszwang sind die Netzbetreiber nur im Falle wirtschaftlicher Unzumutbarkeit befreit (§ 18 Abs. 1 Satz 2 EnWG). Der § 18 EnWG greift grundsätzlich nicht bei Anschlusspetenten, die eine Elektrizitätserzeugungsanlage zur Deckung des Eigenbedarfs betreiben (§ 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG). In diesem Falle können sich die Letztverbraucher lediglich auf die allgemeine Bestimmung des § 17 EnWG berufen, es sei denn, sie betreiben eine KWK-Anlage bis 150 kW oder eine Anlage auf der Basis erneuerbarer Energien (§ 18 Abs. 3 Satz 3 EnWG).

248. In § 19 Abs. 1 EnWG werden die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Festlegung und Veröffentlichung von technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss verpflichtet. Hierdurch soll die Interoperabilität der Netze sichergestellt werden.

249. Die Regulierungsbehörden sind für die Überwachung der Vorschriften zum Netzanschluss zuständig, die sich im Energiewirtschaftsgesetz oder in konkretisierenden Rechtsverordnungen befinden (§§ 54, 65 Abs. 1 EnWG). Bisher hat die Bundesregierung unter Zustimmung des Bundesrates zwei Rechtsverordnungen zum Netzanschluss erlassen, die Verordnung zum Erlass von Regelungen des Netzanschlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck vom 1. November 2006 (NAV/NDAV)[214] sowie die Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie vom 26. Juni 2007 (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV[215]). Die Bundesnetzagentur ist ferner dazu befugt, die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie die Methoden für den Netzanschluss zu konkretisieren (§ 29 Abs. 1 EnWG). Während sich in der Niederspannungsanschlussverordnung keine entsprechende Ermächtigung findet, ist die Regulierungsbehörde nach § 10 KraftNAV zur Anordnung von Festlegungen befugt. Bei Zuwiderhandlungen gegen die Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes bzw. der maßgeblichen Rechtsverordnungen zum Netzanschluss stehen den Regulierungsbehörden verschiedene Instrumente zur Verfügung. Der § 111 EnWG bestimmt, dass die allgemeine Missbrauchsaufsicht nach §§ 19 und 20 GWB, die den Kartellbehörden übertragen ist, nicht

[214] BGBl. I S. 2477, Artikel 1 (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV); BGBl. I S. 2485, Artikel 2 (Niederdruckanschlussverordnung – NDAV).

[215] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie vom 26. Juni 2007, BGBl. I S. 1187.

anzuwenden ist, soweit abschließende Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz getroffen sind. Die §§ 30 und 31 EnWG enthalten spezialgesetzliche Vorschriften zur Missbrauchsaufsicht, die missbräuchliches Verhalten des Netzbetreibers untersagen. Vor diesem Hintergrund können die Regulierungsbehörden entweder auf eigene Initiative nach § 30 Abs. 2 EnWG oder aber auf Anregung Dritter gemäß § 31 EnWG einschreiten, wenn ein Betreiber von Energieversorgungsnetzen seine Marktstellung in Bezug auf den Netzanschluss missbraucht. Bei vorsätzlichen und fahrlässigen Verstößen gegen die Netzanschlussbestimmungen können die Regulierungsbehörden darüber hinaus die Abschöpfung des wirtschaftlichen Vorteils anordnen und dem Unternehmen die Zahlung des entsprechenden Geldbetrages auferlegen (§ 33 Abs. 1 EnWG) sowie gegebenenfalls ein Bußgeldverfahren nach § 95 Abs. 1 Nr. 4 und 5 EnWG durchführen. Neben diesen Spezialbefugnissen können die Regulierungsbehörden auf die allgemeinen Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG zurückgreifen.

250. Im Rahmen des Monitoring von 2006 hat die Bundesnetzagentur die Bedingungen des Netzanschlusses bei den Übertragungsnetzbetreibern nachgefragt.[216] Alle vier Übertragungsnetzbetreiber gaben an, die Bedingungen für den Netzanschluss und die Tarife festgelegt zu haben. Von den Verteilnetzbetreibern hatten 19 Prozent die Bedingungen und Tarife noch nicht veröffentlicht. Im Falle eines Netzanschlusses an das Übertragungsnetz hatten die Netzanschlusspetenten nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber Kosten für die Machbarkeitsstudie, für den Netzanschluss, Netzausbaukosten und teilweise eine zusätzliche Reservierungsprämie zu tragen. Diese Reservierungsprämie würde jedoch im Fall einer Projektrealisierung angerechnet. Der Monitoringbericht zeigte darüber hinaus, dass es bereits zu ersten Umstrukturierungen in der deutschen Kraftwerkslandschaft kommt. Hierbei ist ein Trend zu kleineren dezentralen Anlagen zu erkennen, die an Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze angeschlossen sind.

251. Im Zuge des Monitoringberichts befragte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auch, wie viele Anschlussbegehren zurückgewiesen wurden. Zwei Übertragungsnetzbetreiber gaben an, dass sie in den Jahren 2000 bis 2005 insgesamt sieben Netzanschlussbegehren abgelehnt hatten. Dabei habe es sich um ein Anschlussbegehren für ein Steinkohlekraftwerk und sechs Anschlussbegehren für Windkraftanlagen gehandelt. Im Falle des Steinkohlekraftwerkes war an dem konkreten Netzanschlusspunkt nicht die gewünschte Netzanschlusskapazität verfügbar. Bei den Windkraftanlagen sei als Grund für die Ablehnung angeführt worden, dass die Netzebene ungeeignet bzw. ein angrenzender Netzbetreiber für den Anschlusspetenten zuständig sei.

252. In einem Diskussionspapier zu § 17 EnWG berichtet die Bundesnetzagentur ebenfalls, dass es Differenzen zwischen dem Anschlusspetenten und dem Netzbetreiber in Bezug auf die Einschätzungsprärogative der „richtigen“ Netzebene gebe. Die Bundesnetzagentur vertritt dabei die Auffassung, dass dem Netzbetreiber diese Einschätzungsprärogative nicht zusteht. Der Netzbetreiber habe vielmehr bei Vorliegen der weiteren Vorraussetzungen den Netzanschluss in der von dem Petenten gewünschten Ebene zu realisieren.[217] Diese Einschätzung findet die volle Unterstützung der Monopolkommission, da die freie Entscheidung über die Netzanschlussebene zu einer Belebung des Wettbewerbs beitragen kann. Zudem ist auch dem Wortlaut des § 17 Abs. 1 EnWG keine Beschränkung auf eine vom Netzbetreiber zugewiesene Spannungsebene zu entnehmen.

3.5.3.2 Verordnung zum Netzanschluss für Letztverbraucher (NAV)

253. Die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)[218] vom 1. November 2006 löst die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV)[219] ab. Die Regelungen der Verordnung haben keine Gültigkeit für den Netzanschluss von gleich- oder nachgelagerten Netzen, von Erzeugungsanlagen oder von Großverbrauchern, die an Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze angeschlossen sind. Diese werden ausschließlich von § 17 EnWG erfasst. Die Niederspannungsanschlussverordnung wurde auf Basis von § 18 Abs. 3 EnWG erlassen und gilt als Rechtsnorm ohne weiteres für die jeweiligen Verträge und Rechtsverhältnisse zwischen dem Netzbetreiber einerseits und dem Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer andererseits.

254. Die ausdrückliche Unterscheidung zwischen einem vertraglichen Netzanschlussverhältnis mit dem Anschlussnehmer und einem gesetzlichen Anschlussnutzungsverhältnis mit dem Anschlussnutzer ist erstmalig in der Niederspannungsanschlussverordnung getroffen. Anschlussnehmer ist gemäß § 1 Abs. 2 Satz 1 NAV der Auftraggeber des Kundenanschlusses bzw. jeder nachfolgende Eigentümer eines Grundstücks oder Gebäudes, das an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist. Anschlussnutzer ist hingegen der Letztverbraucher, der elektrische Energie aus dem Netz zur Deckung des Eigenbedarfs entnimmt. Anschlussnutzer und Anschlussnehmer können identisch sein.[220] Dies ist z. B. dann der Fall, wenn ein Hauseigentümer auch gleichzeitig in seinem Haus wohnt.

255. § 2 NAV regelt die Vertragsbeziehungen zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber. In diesem Zusam-

[216] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 16 ff.

[217] Vgl. BNetzA, § 17 EnWG: Veröffentlichungen zu Fragen des Netzanschlusses auf Entnahmeseite, 2006, S. 2.

[218] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung vom 1. November 2006, BGBL. I S. 2477.

[219] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21. Juni 1979, BGBl. I S. 684.

[220] Es bleibt darauf hinzuweisen, dass die Niederspannungsanschlussverordnung nicht auf die in § 3 Nr. 22 EnWG definierte Gruppe der Haushaltskunden beschränkt ist, sondern auch bei größeren Gewerbekunden Anwendung finden kann, soweit diese an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind.

menhang ist unter anderem festgelegt, dass ein schriftlicher Netzanschlussvertrag abgeschlossen werden muss (§ 2 Abs. 2 Satz 2 NAV). Des Weiteren bestimmt § 11 NAV, in welcher Höhe der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer Baukostenzuschüsse zur Deckung seiner Kosten für die Verlegung des Netzanschlusses einfordern darf. In der Niederspannungsanschlussverordnung wurde die maximale Höhe der Baukostenzuschüsse von bisher 70 auf 50 Prozent der entstandenen Kosten gesenkt (§ 11 Abs. 1 Satz 2 NAV). Darüber hinaus dürfen nur noch die Kosten ihre Berücksichtigung finden, die im Niederspannungsnetz durch das Anschlussbegehren entstehen. Generell sind Baukostenzuschüsse nur für den Teil der Leistungsanforderung zu erheben, der 30 kW übersteigt (§ 11 Abs. 3 Satz 1 NAV). Dies hat zur Folge, dass die Baukostenzuschüsse einzelner Anschlussnehmer sinken werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Netzbetreiber den Teil der Anschlusskosten, den sie nicht durch Baukostenzuschüsse decken können, als Kosten bei der Genehmigung der Netzentgelte geltend machen. Die Netzentgelte werden dem Stromlieferanten in Rechnung gestellt, der diese wiederkehrenden Entgelte vollständig an seine Kunden in dem jeweiligen Netzgebiet überwälzt.

256. § 3 NAV regelt das gesetzliche Anschlussnutzungsverhältnis zwischen Netzbetreiber und Anschlussnutzer. Dieses Verhältnis ist unabhängig vom Netzanschlussvertrag. Das Anschlussnutzungsverhältnis beginnt nach § 3 Abs. 2 Satz 1 NAV mit der Entnahme von Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz, soweit der Anschlussnutzer spätestens zum Zeitpunkt der erstmaligen Entnahme einen Vertrag über den Bezug von Elektrizität abgeschlossen hat oder die Voraussetzungen einer Ersatzversorgung nach § 38 EnWG vorliegen und dem Anschlussnutzer oder dessen Lieferanten ein Recht auf Netzzugang nach § 20 EnWG zusteht. Die Anschlussnutzung wird beendet, wenn der Letztverbraucher die Nutzung einstellt oder das Netzanschlussverhältnis kündigt. Der Anschlussnutzer hat den Netzbetreiber über Beginn und Ende der Anschlussnutzung zu informieren (§ 3 Abs. 3 Satz 1, § 26 Abs. 1 Satz 2 NAV).

257. Im dritten Teil der Niederspannungsanschlussverordnung (Anschlussnutzung) ist unter anderem festgelegt, dass der Netzbetreiber die Nutzung des Anschlusses zu ermöglichen hat (§ 16 Abs. 1 Satz 1 NAV). Darüber hinaus werden konkrete Vorgaben für die Unterbrechung der Anschlussnutzung gemacht (§ 17 NAV). In diesem Zusammenhang wurden insbesondere die Haftungsbedingungen bei Störung der Anschlussnutzung im Vergleich zur Verordnung über Allgemeine Bedingungen für Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) ausgeweitet (§ 18 NAV). Anders als nach Maßgabe der AVBEltV haftet entsprechend den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes nicht mehr das stromliefernde Energieversorgungsunternehmen für Unregelmäßigkeiten, die während der Belieferung auftreten, sondern nur noch der Netzbetreiber. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass Versorgungsstörungen primär durch eine Störung im Netz hervorgerufen werden. Während der Netzbetreiber die Qualität von Anschlüssen und Netzen beeinflussen kann, hat der Stromlieferant in der Regel keinen direkten Einfluss auf die Versorgungssicherheit.

258. Bei der Schadenshaftung wird zum einen nach der Art des Schadens (Sach- und Vermögensschaden), zum anderen nach dem Grad der Verantwortlichkeit (Vorsatz, grobe Fahrlässigkeit, leichte Fahrlässigkeit) differenziert. Neben Personenschäden, die schon immer vollständig zu ersetzen waren, besteht nun auch bei vorsätzlich verursachten Sachschäden eine unbegrenzte Haftung (§ 18 Abs. 1, 2 NAV). Bei nicht vorsätzlich verursachten Sachschäden sind nach wie vor gesetzliche Haftungshöchstgrenzen vorgesehen, die unterschiedlich ausfallen, je nachdem wie viele Kunden an das Netz des jeweiligen Betreibers angeschlossen sind (§ 18 Abs. 2 Satz 1 NAV). Diese unterschiedlichen Höchstbeträge pro Schadensereignis für nicht vorsätzlich verursachte Sachschäden wurden im Vergleich zur Vorgängerregelung vervierfacht und zudem eine Haftung für leichte Fahrlässigkeit bei Sachschäden eingeführt. Bei Vermögensschäden besteht die Haftung des Netzbetreibers dagegen nur bei Vorsatz und grober Fahrlässigkeit und ist bei grob fahrlässig verursachten Schäden auf 20 Prozent der für Sachschäden maßgeblichen Höchstgrenzen beschränkt. Darüber hinaus wurden zwei Verschuldensvermutungen für Vermögens- und Sachschäden zugunsten des Anschlussnehmers eingeführt. Bei Vermögensschäden betrifft dies Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit des Netzbetreibers, im Fall von Sachschäden wird sogar bei leichter Fahrlässigkeit ein Verschulden widerleglich vermutet (§ 18 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 NAV)[221].

259. Die Monopolkommission begrüßt, dass die stärkere Ausdifferenzierung der Niederspannungsanschlussverordnung im Vergleich zu den Allgemeinen Bedingungen für Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden zu einer erhöhten Rechtssicherheit im Verhältnis zwischen Anschlussnehmer und -nutzer auf der einen Seite sowie dem Netzbetreiber auf der anderen Seite beiträgt. Generell bewertet die Monopolkommission es als positiv, dass die Haftungsbestimmungen zugunsten des Letztverbrauchers verschärft wurden. Hierdurch wird die privatrechtliche Durchsetzbarkeit entsprechender Schadensersatzansprüche gefördert. Es ist davon auszugehen und auch wünschenswert, dass der Netzbetreiber das zusätzliche Haftungsrisiko in seiner Kostenkalkulation berücksichtigt. Bei einem gegebenen angestrebten Niveau an Netzsicherheit wäre es auch zu begrüßen, wenn sich der Netzbetreiber aufgrund der strengeren Vorgaben der Niederspannungsanschlussverordnung für die Investitionen in die Netzsicherheit entscheiden würde. Ein hierdurch indu-

[221] § 18 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 lautet:
„Soweit der Netzbetreiber für Schäden, die ein Anschlussnutzer durch Unterbrechung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Anschlussnutzung erleidet, aus Vertrag, Anschlussnutzungsverhältnis oder unerlaubter Handlung haftet und dabei Verschulden des Unternehmens oder eines Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen vorausgesetzt wird, wird
1. hinsichtlich eines Vermögensschadens widerleglich vermutet, dass Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit vorliegt,
2. hinsichtlich der Beschädigung einer Sache widerleglich vermutet, dass Vorsatz oder Fahrlässigkeit vorliegt.“

zierter Aufschlag der Netzentgelte ist in diesem Fall jedoch die logische Folge. Obwohl die Regulierungsbehörde in der Verordnung nicht zu dem Erlass von Festlegungen im Sinne von § 29 EnWG ermächtigt wird, kann sie bei gravierenden und wiederholten Zuwiderhandlungen entsprechend ihren Befugnissen im Energiewirtschaftsgesetz (z. B. gestützt auf § 30 Abs. 2 oder § 54 EnWG) einschreiten. In den übrigen Fällen ist auf die zivilrechtliche Durchsetzung zu vertrauen.

3.5.3.3 Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV)

260. Das Ziel der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) ist eine zügige und diskriminierungsfreie Realisierung neuer Kraftwerksprojekte. Hierdurch soll dem Interesse des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit Rechnung getragen werden. Zur Verfolgung dieser Ziele wird der Regulierungsbehörde eine Feststellungsbefugnis eingeräumt (§ 10 KraftNAV), um sicherzustellen, dass bei einer Änderung der tatsächlichen Gegebenheiten effiziente Regeln getroffen werden können. Die Verordnung betrifft alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 MW, die an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 kV angeschlossen sind.[222] Hierbei handelt es sich um Kraftwerke, die an die Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Den umfassenden Anspruch auf Netzanschluss, der in der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung gewährleistet wird, betrifft nicht nur aktuelle Kraftwerke, sondern auch Kraftwerksprojekte, die ein zukünftiges Anschlussbegehren implizieren (§ 1 KraftNAV).

261. In § 3 KraftNAV wird das Verfahren zum Netzanschluss festgelegt. Zunächst haben alle Betreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen im Internet entsprechende Informationen über geeignete Standorte für den Netzanschluss von Anlagen zu veröffentlichen. Darüber hinaus müssen auf dieser Informationsseite alle notwendigen Angaben für den Antrag auf Anschluss bekannt gemacht werden, so dass jeder potentielle Anschlussnehmer diese Informationen abrufen kann. Nach Eingang des Antrages hat der Netzbetreiber den Antragsteller spätestens innerhalb von zwei Wochen über die durchzuführenden Prüfungen und die hierbei entstehenden Kosten zu informieren. Nach Leistung eines Vorschusses von 25 Prozent der erwarteten Kosten durch den Anschlussnehmer hat der Netzbetreiber die entsprechende Prüfung innerhalb von zwei Monaten durchzuführen.

262. Eine Verweigerung des Anschlusses ist nur erlaubt, wenn der Anschlusspunkt technisch nicht zur Aufnahme des Stroms geeignet ist (§ 6 Abs. 1 Satz 1 KraftNAV), wobei der Netzbetreiber zuvor alle zumutbaren Maßnahmen ausgeschöpft haben muss.[223] Ein Netzanschluss kann nach § 6 Abs. 2 Satz 2 KraftNAV nicht unter Hinweis auf Kapazitätsengpässe im Netz verweigert werden. Sollte der Netzanschluss aus berechtigten Gründen verweigert werden, so muss der Netzbetreiber dem Anschlusspetenten gemäß § 6 Abs. 3 KraftNAV gleichzeitig einen anderen Anschlusspunkt vorschlagen, „der im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die geäußerten Absichten des Anschlussnehmers bestmöglich verwirklicht.“

263. Ist der Anschluss technisch möglich, erteilt der Netzbetreiber eine sog. Anschlusszusage (§ 4 KraftNAV). Die Anschlusszusage wird wirksam, wenn der Anschlusswillige innerhalb eines Monates nach ihrer Erteilung eine Reservierungsgebühr von 1 000 Euro/MW Anschlussleistung bezahlt. Besteht auf Seiten der Anschlussbegehrenden eine Anschlusskonkurrenz, d. h. gibt es mehrere Anträge für einen Anschlusspunkt, so werden die zeitlich früheren Anträge bevorzugt. Dieses Prinzip des „first come, first serve“ ist aus ökonomischer Sicht problematisch, da hierdurch die Anträge nicht gemäß der technischen und ökonomischen Eignung (ökonomische Effizienz) bewertet werden.

264. Aufbauend auf der Anschlusszusage erfolgt die Realisierung des Netzanschlussvertrages (§ 4 Abs. 2 ff. KraftNAV). Gleichzeitig mit dem Netzanschluss haben Anschlussnehmer und Netzbetreiber einen Realisierungsplan zu erarbeiten, der die wesentlichen Schritte und die zeitliche Abfolge für die Errichtung des Kraftwerkes, die Herstellung des Netzanschlusses und gegebenenfalls erforderliche Netzausbaumaßnahmen enthält (§ 4 Abs. 5 KraftNAV). Dieser Realisierungsplan ist der Regulierungsbehörde vom Anschlussnehmer unverzüglich vorzulegen. Sollte der Plan nicht eingehalten werden, so kann der Anschlussnehmer nach § 31 EnWG bei der Bundesnetzagentur ein Missbrauchsverfahren wegen Zuwiderhandlung gegen die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung anregen.

265. Die Kosten für die Verbindung zwischen Erzeugungsanlage und Netzanschlusspunkt (§ 8 Abs. 1 KraftNAV) sowie für notwendige Ertüchtigungen des Netzanschlusspunktes (§ 8 Abs. 2 KraftNAV) hat der Anschlussnehmer zu tragen, sofern diese Kosten ausschließlich durch vom Anschlussnehmer genutzte Betriebsmittel verursacht werden oder nicht in das Eigentum des Netzbetreibers übergehen. Der Anschlussnehmer muss hingegen nicht die Kosten übernehmen, die aus einer notwendigen Verstärkung des Netzes resultieren. Für Offshore-Anlagen im Sinne des § 10 Abs. 3 Satz 1 EEG sieht § 17 Abs. 2a EnWG einen privilegierten Netzanschluss vor. Die Übertragungsnetzbetreiber werden dazu verpflichtet, notwendige Anschlussleitungen auf eigene Kosten zu errichten und zu betreiben. Die anfallenden Kosten sind durch einen finanziellen Belastungsausgleich, der unter Maßgabe des § 9 Abs. 3 KWKG zu er-

[222] Der Gesetzgeber hat diese Grenze mit der Begründung gewählt, eine Auswertung derzeitig existierender primärregelungsfähiger Erzeugungsanlagen habe ergeben, dass von insgesamt 148 Anlagen 89 Prozent oberhalb einer Nennleistung von 100 MW angesiedelt seien. Ferner sieht er sich auch durch § 50 Nr. 1 EnWG bestätigt, in dem für die Vorratshaltung elektrischer Energie ein Wert von ebenfalls 100 MW festgelegt ist. Vgl. Bundesratsdrucksache 283/07 vom 27. April 2007, S. 16.

[223] Eine zumutbare Maßnahme ist z. B. der Ausbau des Netzes zum nächsten Netzknotenpunkt.

folgen hat, zwischen den Übertragungsnetzbetreibern aufzuteilen.

266. In § 7 KraftNAV ist ein privilegierter Netzzugang bei Netzengpässen für neue Kraftwerke vorgesehen. Privilegiert sind nach § 7 Abs. 2 KraftNAV alle Anschlussnehmer, „die bis zum 31. Dezember 2007 ein Netzanschlussbegehren mit vollständigen Angaben nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 an den Netzbetreiber gerichtet haben und deren Erzeugungsanlage in der Zeit vom 1. Januar 2007 bis zum 31. Dezember 2012 an das Netz angeschlossen wird oder ausschließlich aufgrund von Umständen, die sie nicht zu vertreten haben, erst zu einem späteren Zeitpunkt an das Netz angeschlossen werden kann.“ Der Anspruch ist auf zehn Jahre ab dem Zeitpunkt der ersten Netzeinspeisung befristet. Im Falle eines Engpasses kann die Bereitstellung von Leitungskapazität ohne die Erhebung von zusätzlichen Entgelten verlangt werden. Dies gilt abweichend von § 15 Abs. 2 StromNZV. Jedoch darf nicht mehr als die Hälfte der verfügbaren Leitungskapazität vorrangig vergeben werden, andernfalls wären die bevorzugten Netzzugangsrechte anteilig zu kürzen. Gemäß der Gesetzesbegründung sind unter der verfügbaren Leitungskapazität nur die Kapazitäten zu verstehen, die nicht bereits für die Einspeisung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vorgehalten werden mussten.

3.5.3.4 Kritische Würdigung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung

267. Im Energiewirtschaftsgesetz werden die Regelungen zu Netzanschluss und Netzzugang in zwei eigenen Abschnitten aufgeführt, was den Erlass getrennter Verordnungen nahe gelegt hätte. In der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung wird diese im Energiewirtschaftsgesetz angelegte Stringenz nicht eingehalten. Obwohl die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – wie auch die Namensgebung zu erkennen gibt – eine Anschlussverordnung darstellt, wird in § 7 KraftNAV der Zugang bei Engpässen im Bereich der Hoch- und Höchstpannungsnetze geregelt. Der Gesetzgeber dürfte mit dieser Bestimmung die Intention verfolgt haben, insbesondere für potentielle Newcomer den Markteintritt zu erleichtern, um so den ins Stocken geratenen Wettbewerb zu beleben. Da die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung ihre Wirkung nur für Netzanschlussbegehren an Hoch- und Höchstspannungsnetze entfaltet, sollen vornehmlich große Kraftwerksprojekte (mit einer vergleichsweise hohen installierten Leistung) unterstützt werden. Kraftwerksbetreiber, die einen Anschluss an Mittel- bzw. Niederspannungsnetze wünschen, müssen sich auf § 17 EnWG berufen.

268. In der Vergangenheit wurden von den Netzbetreibern vermehrt Netzanschlussbegehren mit der Begründung abgelehnt, es bestehe oder drohe ein Netzengpass. Hierdurch wurden insbesondere Wettbewerber von der Realisierung geplanter größerer Kraftwerksprojekte abgeschreckt, wodurch sich die enge oligopolistische Marktstruktur auf der Erzeugerstufe weiter verfestigte. Diese Problematik skizziert die Bundesnetzagentur auch im nationalen Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht von August 2006 wie folgt: „Häufig richteten sich Netzanschlussbegehren bei bereits angeschlossenen Anschlussnehmern (nachgelagerte Netzbetreiber, Industriekunden) auf den Netzanschluss an eine höhere Spannungsebene. Die Bundesnetzagentur wurde von mehreren Kraftwerksbetreibern um Unterstützung bei ihren Netzanschlussbegehren an die Höchstspannung gebeten. Aufgrund von prognostizierten Netzengpässen in bestimmten Bereichen des Übertragungsnetzes soll nach Ansicht von Netzbetreibern zunächst die Beseitigung des Netzengpasses durch Netzausbaumaßnahmen auf Kosten der Anschlusspetenten erfolgen.“[224] Die Bundesnetzagentur sah diese Forderungen der Netzbetreiber bereits vor Erlass der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung unter Bezugnahme auf § 17 EnWG als nicht berechtigt an. Um dieser Entwicklung, die sich insbesondere auf höheren Spannungsebenen abzeichnete, zu begegnen, nahm der Gesetzgeber in § 6 Abs. 2 Satz 1 KraftNAV auf, dass der Netzanschluss nicht mit der Begründung verweigert werden dürfe, dass Netzengpässe bestehen oder entstehen können. In der Gesetzesbegründung weist der Gesetzgeber ausdrücklich darauf hin, dass Fragen des Netzanschlusses nach § 17 EnWG nicht mit Fragen des Netzzugangs nach § 20 EnWG vermischt werden sollten. Deshalb kann ein Netzbetreiber die Erfüllung eines Anschlussbegehrens nicht mit Hinweis auf bestehende oder prognostizierte Netzengpässe ablehnen.

269. Für einen potentiellen Newcomer auf der Erzeugerebene ist hingegen das alleinige Recht auf Netzanschluss noch keine Garantie, dass er zukünftig den von ihm erzeugten Strom auch in das Netz einspeisen kann. Dies wird den Gesetzgeber dazu veranlasst haben, in § 7 KraftNAV gleichzeitig ein Recht auf privilegierten Netzzugang für neue Kraftwerke zu begründen. Auch die Monopolkommission sieht in dieser Regelung eine Chance für mehr Wettbewerb auf dem Markt für erstmaligen Stromabsatz. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass in den nächsten Jahren zahlreiche Kernkraftwerke mit einer beachtlichen installierten Leistung vom Netz genommen werden. Darüber hinaus sind auch altersbedingte Stilllegungen von Kraftwerken zu erwarten.[225] Die in § 7 KraftNAV festgelegte Privilegierung erschwert es den Netztöchtern der vier Verbundunternehmen, Betreiber von neuen Kraftwerken beim Zugang zu ihren Höchst- und Hochspannungsnetzen zu diskriminieren und im Umkehrschluss die Konzernschwestern auf Erzeugerebene zu bevorzugen. Die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung kann die Marktzutrittsschranken für die Erzeuger auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz senken und zum Anstieg der Zahl unabhängiger Erzeuger beitragen. Hierdurch würde die Dominanz der vier Verbundunternehmen auf der Erzeugerstufe abgemildert.

270. Eine Abmilderung dieser Dominanz ließe sich noch effektiver dadurch erreichen, dass die neuen Kraftwerke kleinerer aktueller Wettbewerber oder von „ech-

[224] BNetzA, Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bonn 2006, S. 20.
[225] Vgl. BNetzA, Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bonn 2006, S. 79.

ten“ Newcomern für einen gewissen Zeitraum bevorzugten Netzanschluss und Netzzugang erhalten. Hierbei wäre jedoch zu klären, wie mit den Kraftwerken der marktstarken, aber nicht im Sinne des § 19 GWB marktmächtigen Unternehmen EnBW und Vattenfall Europe zu verfahren ist. Ferner wäre in diesem Zusammenhang zu regeln, wie mit Kraftwerksprojekten von Stromversorgern umzugehen wäre, die auf ausländischen Märkten eine überragende Marktstellung einnehmen. Hierbei ist insbesondere an die Électricité de France (EDF) zu denken, die gemessen an Umsatz und Mitarbeiterzahl den weitaus bedeutendsten europäischen Stromkonzern darstellt. Hier bestünde die Gefahr, dass die EDF ihre überragende Marktstellung auf Mitteleuropa ausweitet.

271. Inwieweit die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung ihre wettbewerbsbelebende Wirkung entfalten wird, hängt auch davon ab, ob die Regulierungsbehörde geeignete Festlegungen macht und ihren Aufsichtspflichten hinreichend nachkommt. Durch § 10 KraftNAV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG werden die Regulierungsbehörden ausdrücklich ermächtigt, Entscheidungen durch Festlegungen zur näheren Ausgestaltung des zwischen Anschlussnehmern und Netzbetreibern einzuhaltenden Verfahrens im Zuge der Beantragung und Gewährung eines Netzanschlusses zu treffen. Die Festlegungen sollen insbesondere „die Ausgestaltung und den Inhalt der gegenseitigen Informationspflichten, Vorleistungspflichten, Fristenregelungen sowie der standardisierten Bedingungen für einen Netzanschlussvertrag nach § 3 Abs. 1 Nr. 2“ umfassen. Bisher hat die Bundesnetzagentur noch keine entsprechenden Festlegungen getroffen.

3.5.4 Allgemeine Voraussetzungen des Netzzugangs

3.5.4.1 Implikationen des § 20 EnWG

272. § 20 Abs. 1 EnWG enthält ein Recht auf Netzzugang für „jedermann“. Dies bedeutet, dass allen rechtsfähigen natürlichen und juristischen Personen ein gesetzlicher Anspruch gegen die Betreiber von Energieversorgungsnetzen auf Einräumung von Transportkapazität zusteht, soweit die Bedingungen des Netzzugangs erfüllt sind und Kapazität vorhanden ist. Bei den Netzzugangsvorschriften geht es also um das Recht zur Netznutzung, während der in §§ 17 ff. EnWG geregelte Netzanschluss das Recht betrifft, eine physikalisch wirksame Verbindung zum Netz herzustellen. In § 20 Abs. 1 EnWG werden die Netzbetreiber dazu verpflichtet, den Netzzugang nach objektiven Kriterien zu vergeben und diskriminierungsfrei zu gewährleisten, d. h. keine Ungleichbehandlung der Zugangspetenten ohne sachlichen Grund vorzunehmen. Zudem müssen sie die Netzzugangsbedingungen einschließlich entsprechender Musterverträge und Entgelte im Internet veröffentlichen, damit potentielle Interessenten sich hierüber ohne Schwierigkeiten informieren können. Die Netznutzung muss insgesamt effizient organisiert sein und das angebotene Modell massengeschäftstauglich. Die Netzbetreiber sind somit nicht frei in der Wahl ihrer Vertragspartner, sondern unterliegen einem Kontrahierungszwang. Sie dürfen den Netzzugang nach § 20 Abs. 2 EnWG nur verweigern, wenn sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten und sonstigen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Die Netzbetreiber trifft insoweit eine Begründungspflicht.

273. Das Zugangsrecht zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen wird in § 20 Abs. 1a EnWG speziell geregelt und in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)[226] weiter präzisiert. Nach § 20 Abs. 1a EnWG, müssen die Netzbetreiber über das durch § 20 Abs. 1 EnWG gesetzlich eingeräumte Zugangsrecht konkretisierende Verträge – entweder in Form eines Netznutzungsvertrags oder eines Lieferantenrahmenvertrags – abschließen.

274. Der sog. Netznutzungsvertrag wird gemäß § 20 Abs. 1a Satz 1 EnWG zwischen den Netzbetreibern, aus deren Netz die Entnahme und in deren Netze die Einspeisung von Elektrizität erfolgen soll, und dem zugangswilligen Letztverbraucher oder Lieferanten unter Benennung der maßgeblichen Entnahme- und Einspeisungspunkte geschlossen. In dem Vertrag werden alle Fragen der Netznutzung geregelt, etwa das anzuwendende Messverfahren (Leistungsmessung oder Lastprofilverfahren), die Netznutzungsentgelte, die Haftungsbedingungen, das Entgelt für Messung und Abrechnung, die Konzessionsabgabe, die Umsatzsteuer und sonstige Abgaben wie den KWKG-Zuschlag (§ 24 StromNZV). Lieferanten können wahlweise auch den Abschluss eines sog. Lieferantenrahmenvertrages verlangen, der anders als der punktbezogene Netznutzungsvertrag keine Bezeichnung der Entnahmestellen enthalten muss (§ 20 Abs. 1a Satz 2 EnWG). Im Lieferantenrahmenvertrag werden alle Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Belieferung der Kunden des Lieferanten im Netzgebiet des Netzbetreibers geregelt, z. B. der Umfang in Form von Fahrplänen, der Datenaustausch zwischen Lieferanten und Verteilnetzbetreiber, die Abrechnung von Netznutzungsentgelten sowie die Höhe des Messentgelts (§ 25 StromNZV).

275. Der Netzzugang eines Lieferanten oder Letztverbrauchers setzt voraus, dass ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme über einen sog. Bilanzkreis erfolgt, der in ein vertraglich begründetes Bilanzkreissystem im Sinne von § 26 StromNZV einbezogen ist[227]. Jede Einspeise- und Entnahmestelle innerhalb einer Regelzone muss einem Bilanzkreis zugeordnet sein[228]. Die bilanzkreisbildenden Netznutzer müssen gegenüber dem Betreiber des jeweiligen Übertragungsnetzes einen Bilanzkreisverantwortlichen benennen. Zwischen diesen wird gemäß § 26 Abs. 1 StromNZV ein sog. Bilanzkreisvertrag über die Führung, Abwicklung und Abrechnung des jeweiligen Bilanzkreises geschlossen. Der Bilanzkreisverantwortliche muss gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber im Voraus Fahrpläne im 15-Minutenraster erstellen und ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen.

276. Neben dem Bilanzkreismanagement enthält die StromNZV Vorgaben für das Engpassmanagement (§ 15

[226] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2243.
[227] Vgl. § 20 Abs. 1a Satz 5 EnWG, § 3 Abs. 2 StromNZV.
[228] Vgl. § 4 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 3 Satz 1 StromNZV.

StromNZV) und die Ausgleichsenergiebeschaffung (§ 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV). Diese beiden Aspekte – Engpassmanagement und Regelenergie – werden in den nachfolgenden Abschnitten näher untersucht.

3.5.4.2 Engpassmanagement an den Grenzen zu den europäischen Nachbarländern

277. Für das Engpassmanagement sind neben nationalen auch europäische Bestimmungen maßgeblich. Die EG-Verordnung Nr. 1228/2003 zum grenzüberschreitenden Stromhandel benennt die Maßstäbe für das Engpassmanagement, insbesondere die Grundsätze der Nichtdiskriminierung, der Transparenz und der Marktorientierung. Die hierzu als Anhang ergangenen Engpassmanagement-Leitlinien[229] enthalten Regelungen für die Berechnung und die Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten sowie weit reichende Transparenzvorschriften. Die Umsetzung dieser Bestimmungen wird in Deutschland von der Bundesnetzagentur überwacht (§ 56 EnWG).

278. Auf Engpässe innerhalb eines Mitgliedstaats finden die europäischen Vorgaben keine unmittelbare Anwendung (Artikel 1 VO 1228/2003), beeinflussen diese aber. So soll § 15 StromNZV, der das innerdeutsche Engpassmanagement betrifft, nach der Begründung zum Gesetzesentwurf den in der europäischen VO 1228/2003 aufgestellten Grundsätzen folgen.[230]

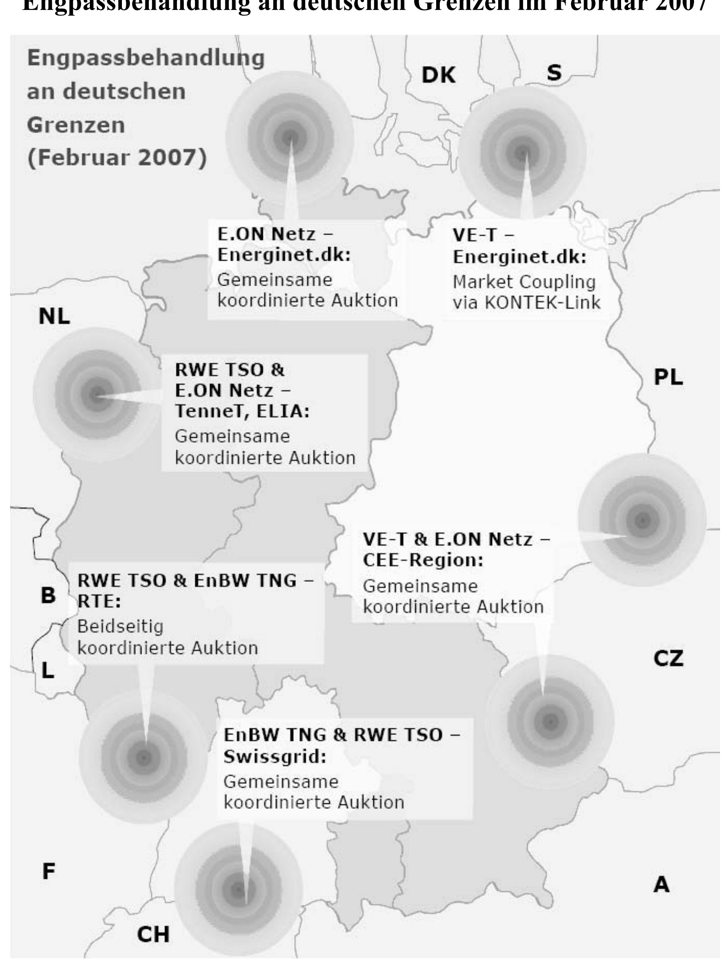
279. Bislang treten Engpässe primär im grenzüberschreitenden Stromhandel – im Verhältnis zu allen europäischen Nachbarländern mit Ausnahme Österreichs – auf. An diesen so genannten Grenzkuppelstellen hat die Vergabe von Engpasskapazitäten nach Maßgabe der neuen Engpassmanagement-Leitlinien durch ein marktorientiertes Verfahren in Form koordinierter expliziter (Kapazitäts-)Auktionen oder impliziter (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen zu erfolgen (Ziff. 2.1. der Leitlinien). Im Gegensatz zu impliziten Auktionen werden bei expliziten Auktionen die Übertragungskapazitäten getrennt von den Stromgeschäften versteigert.

[229] Diese geänderten „Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten von Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen“ sind gestützt auf Artikel 8 VO 1228/2003 als neuer, unmittelbar geltender Anhang zu der genannten Verordnung ergangen (Beschluss der EU-Kommission vom 9. November 2006 zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. EG Nr. L 312 vom 11. November 2006, S. 59).

[230] Bundesratsdrucksache 244/05, S. 26.

Abbildung 3.8

Engpassbehandlung an deutschen Grenzen im Februar 2007



Quelle: VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 18

280. Die zuvor häufig anzutreffende vorrangige Zuteilung grenzüberschreitender Kapazität aus Langfristverträgen verstößt gegen das europäische Diskriminierungsverbot. An den Grenzen zu Frankreich und Tschechien wurden noch im Jahr 2006 die Kapazitäten langfristig reserviert. Die hierfür verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber haben sich gegenüber der Bundesnetzagentur im Rahmen eines eingeleiteten Prüfverfahrens dazu verpflichtet, ab 1. April 2007 die Kapazitätsvergabe ausschließlich über Auktionen erfolgen zu lassen.[231] In der Praxis finden überwiegend explizite Auktionen statt. Nur die Kapazität des Seeverbindungskabels zwischen Deutschland und Dänemark (sog. Kontek-Kabel) wird im Rahmen eines „Market Coupling“-Verfahrens vergeben.

281. Nach Artikel 6 Abs. 3 VO 1228/2003 soll den Händlern die maximale Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Verbindungen – unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den Netzbetrieb – zur Verfügung gestellt werden. Die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten stellt einen wesentlichen Faktor für die Förderung des Wettbewerbs auf dem europäischen Strommarkt dar. Obwohl die Übertragungskapazität nach der Intention des Gesetzgebers erhöht werden soll, haben sich die durchschnittlich verfügbaren Übertragungskapazitäten im Zeitraum von 2005 bis 2006 an den Grenzen Deutschlands zu Frankreich und der Schweiz sogar verringert, an den übrigen Grenzen sind sie konstant geblieben.[232]

[231] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 31.
[232] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 29.

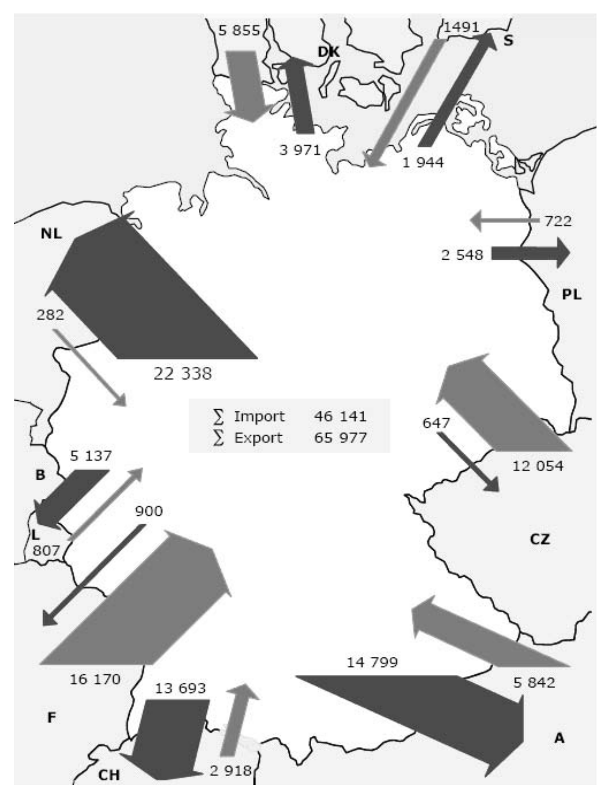
282. Nach den Vorgaben des Europäischen Rates von Barcelona (2002) soll europaweit ein Verbundgrad von 10 Prozent angestrebt werden. Der Verbundgrad eines nationalen Übertragungsnetzes berechnet sich aus der Importkapazität eines Landes dividiert durch die insgesamt installierte Kraftwerksleistung. Deutschland erreichte 2005 einen Verbundgrad von 15 Prozent und 2006 von 14 Prozent. Die Höhe des Verbundgrades ist indes kein Beleg dafür, dass der grenzüberschreitende Stromhandel ein zufriedenstellendes Ausmaß erreicht hat und nach wettbewerblichen Grundsätzen erfolgt.

283. Nach Angaben des Verbandes der Netzbetreiber e.V. (VDN) ist der Export um etwa 3.000 GWh gegenüber 2005 angestiegen, der Import ist jedoch um etwa 7 000 GWh gegenüber 2005 gesunken.[233] Im Jahr 2006 wurde Strom von Deutschland aus primär in die Niederlande, die Schweiz und nach Österreich exportiert. Die wichtigsten Importländer waren Tschechien und Frankreich (vgl. Abbildung 3.9).

[233] Vgl. hierzu auch VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2006, Berlin 2006, S. 26. Diese Angaben weichen deutlich von den Angaben ab, welche die Bundesnetzagentur zu den gleichen Jahren in ihrem Monitoringbericht macht. Sie schreibt: „Bei den grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüssen haben Import und Export (ohne die bei der Monitoringabfrage nicht berücksichtigten Länder Luxemburg und Schweden) in 2006 im Vergleich zu 2005 zugenommen. Während der Export nur leicht von 57 TWh auf 58 TWh gestiegen ist, ist der Import von 32 TWh in 2005 auf 42 TWh in 2006 angestiegen.“ Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 9. Die Abweichung dürfte jedoch in der Nichtberücksichtigung der Lastflüsse zwischen Deutschland und Schweden sowie Deutschland und Luxemburg begründet sein.

Abbildung 3.9

Export- und Importströme von Strom im Jahr 2006 in GWh



Quelle: VDN, Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin 2007, S. 26.

284. Die Abbildung zeigt, dass offenbar ein deutliches Missverhältnis zwischen den Strommengen, welche die deutsch-polnische Grenze passierten, und den Strommengen an den übrigen Grenzen existiert. So wurden nach Angaben des Verbandes der Netzbetreiber e.V. im Jahr 2006 lediglich 2 548 GWh nach Polen und nur 722 GWh aus Polen nach Deutschland geleitet, obwohl die Stromgroßhandelspreise in Polen deutlich unter dem deutschen Niveau liegen. Dem gegenüber stehen die wesentlich höheren Mengen von 22 338 GWh, die von Deutschland in die Niederlande, und von 16 170 GWh, die von Frankreich nach Deutschland übertragen wurden. Obwohl der französische Markt für ausländische Stromimporte abgeschottet ist, floss von Deutschland nach Frankreich mit 900 GWh noch mehr Strom als von Polen nach Deutschland.[234] Diese Zahlen verdeutlichen, wie gering der Austausch von Strom zwischen Deutschland und Polen im Vergleich zu den übrigen Nachbarländern ist. Ganz offensichtlich besteht ein Engpass zwischen Deutschland und Polen und es sind keine Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber zu erkennen, diesen Engpass zu beheben. Während die Übertragungsnetzbetreiber neue Investitionen in grenzüberschreitenden Verbindungen für die Grenzen zu den Niederlanden, Tschechien und Dänemark angekündigt haben, sind für Polen bisher keine Investitionen in die Erweiterung der Grenzkuppelkapazität bekannt.[235]

285. Die jährlichen Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vergabe grenzüberschreitender Übertragungsrechte haben sich nach Angaben der Bundesnetzagentur von 2005 auf 2006 (636 Mio. Euro) nahezu verdoppelt. Von diesen Einnahmen entfielen 298 Mio. Euro auf die Export- und 338 Mio. Euro auf die Importkapazitäten.[236] Die Einnahmen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber aus den Engpassmanagementverfahren sind 2006 auf 314 Mio. Euro angestiegen. Im Jahr 2005 besaßen sie eine Höhe von 157 Mio. Euro.[237] Gemäß Artikel 6 Abs. 6 VO 1228/2003 sind Einnahmen aus der Zuweisung von Verbindungen für einen oder mehrere der folgenden Zwecke zu verwenden:

– zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität,

– als Netzinvestitionen für den Erhalt und/oder den Ausbau von Verbindungskapazitäten,

– als Einkünfte, die bei der Berechnung/Änderung der Netznutzungsentgelte mindernd zu berücksichtigen sind.

286. Nach Angaben der Bundesnetzagentur haben alle Übertragungsnetzbetreiber die eingenommenen Erlöse aus dem Engpassmanagement vollständig im Sinne des Artikel 6 Abs. 6c VO 1228/2003 zur Senkung der Netznutzungsentgelte verwendet. Sie planen, dies auch in der kommenden Periode zu tun.[238] Gemäß Artikel 3 Abs. 1 VO 1228/2003 erhalten die Übertragungsnetzbetreiber für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen, eine Kompensationszahlung. Diese Zahlung betrug für alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 38,9 Mio. Euro für das Jahr 2006.[239]

287. Nachfolgend sollen die praktizierten Engpassmanagementverfahren an deutschen Grenzen charakterisiert und unter dem Gesichtspunkt bewertet werden, ob sie dazu dienen, die vorhandene Kapazität effizient zu nutzen. Darüber hinaus ist zu untersuchen, ob die Verfahren Anreize für die Übertragungsnetzbetreiber setzen, den Ausbau der Grenzkuppelstellen zu forcieren. Dieser zweite Gesichtspunkt ist in Anbetracht der skizzierten Wettbewerbssituation auf dem deutschen – aber auch auf dem europäischen – Strommarkt als vorrangig zu betrachten. Durch einen Ausbau der Grenzkuppelstellen kann der räumliche Markt erweitert und die Anzahl der Wettbewerber auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz erhöht werden. Eine räumliche Markterweiterung würde mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Intensivierung des Wettbewerbs auf dem europäischen Strommarkt beitragen. Dies gilt jedoch unter der Voraussetzung, dass die Europäische Kommission zukünftige Fusionsvorhaben großer europäischer Energieversorger äußerst restriktiv handhabt.

Explizite Auktion

288. Wie bereits erörtert, werden an allen deutschen Grenzkuppelstellen mit Ausnahme des Kontek-Kabels zwischen Deutschland und Dänemark explizite Auktionen, bei denen die Übertragungskapazitäten getrennt von den Stromgeschäften versteigert werden, als marktbasierte Verfahren durchgeführt. Eine Auktion ist effizient, wenn Kapazitäten dem Bieter mit der höchsten Zahlungsbereitschaft zugeteilt werden. Falls ein wettbewerbliches Umfeld gegeben ist, entspricht der erzielte Kapazitätspreis der Strompreisdifferenz zwischen den Regionen (hier Ländern). Bei expliziten Auktionen lassen sich zwei mögliche Verfahren – die Preisbildung über die Gebotsregel (jeder Anbieter bezahlt seinen individuellen Gebotspreis) und die Höchstpreisregel (jeder Anbieter bezahlt einen Einheitspreis und zwar den des Letztbietenden) unterscheiden. Im Idealfall lassen sich Kapazitäten durch explizite Auktionen kurzfristig, aber auch langfristig über mehrere Jahre im Voraus versteigern.

289. Zur Verhinderung strategischer Reservierungen ist ein Verfahren notwendig, bei dem nicht genutzte Kapazitäten zurückgegeben oder wieder verkauft werden müssen („use-it-or-lose-it"-Grundsatz bzw. „use-it-or-sell-it"-Grundsatz). Entsprechende Vorgaben finden sich in

[234] Vgl. VDN: Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007, Berlin, 2007, S. 26.
[235] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 33.
[236] Vgl. ebenda, S. 32.
[237] Vgl. ebenda.
[238] Vgl. BNetzA, Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement, vom 23.August 2007, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/940e226cdb2b4b1f520becff617643a9,0/Sonderthemen/Erloese_grenz-ueberschreitendes_Engpassmanagement_3xj.html (Stand 9. Oktober 2007)
[239] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 33.

Ziff. 2.5 der europäischen Engpassmanagement-Leitlinien.

290. Der Vorteil expliziter Auktionen ist die vergleichsweise einfache Umsetzung. Auch bei nur seltenen, sehr kurzfristig auftretenden Engpässen lassen sich explizite Auktionen anwenden. Der Nachteil besteht in der Trennung von Strom- und Kapazitätsmärkten. Die fehlende Möglichkeit des Saldierens („Netting") von Kapazitätsrechten in unterschiedliche Richtungen kann zur Folge haben, dass nicht alle Übertragungsrechte verwendet werden. Dies liegt daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber nicht immer nachvollziehen können, ob die erworbenen Rechte auch tatsächlich genutzt wurden.

291. Zudem ergeben sich Ineffizienzen durch das zeitliche Auseinanderfallen von Auktion und Kapazitätserwerb, so dass es zu ungenutzter Kapazität zwischen zwei Ländern oder Zonen kommen kann, obwohl Preisunterschiede vorliegen.[240] Außerdem kann ein Liquiditätsverlust beim Stromhandel an der Börse die Folge sein, da hier die Teilnehmer in der Regel nicht wissen, in welcher Region sich der Transaktionspartner befindet. Deshalb ist der Börsenhandel bei ausschließlicher Nutzung expliziter Auktionen nicht möglich. Explizite Auktionen sind demnach immer mit einem bilateralen Handel (OTC-Handel) verbunden.[241]

292. Der Nachteil der bisherigen Form der durchgeführten expliziten Auktionen ist, dass keine Anreize bestehen, den Engpass abzubauen. Vielmehr liegt das Augenmerk darauf, die vorhandene Kapazität möglichst effizient zu nutzen.

Zonal Pricing (implizite Auktion)

293. Im Rahmen impliziter Auktionen werden die Engpasskosten gemeinsam mit dem Strompreis festgelegt (daher ein „implizites" Verfahren). Dies erfolgt anhand eines zweistufigen Prozesses. Zunächst wird ein vom Engpass unabhängiger Systempreis ermittelt, indem sämtliche Transaktionen einem Auktionsbüro (Auction Office) gemeldet werden. Das Auktionsbüro stellt schließlich fest, ob das Marktergebnis zu Engpässen führt. Falls dies der Fall ist, werden unterschiedliche Zonen gebildet, wobei die Preisbildung für diese Zonen entweder von einer angeschlossenen Börse (Loose-Ansatz) oder vom Auktionsbüro selbst (Close-Ansatz) vorgenommen werden kann.

294. Sollte der Close-Ansatz verfolgt werden, so erhält das Auktionsbüro eine monopolistische Marktstellung. Diese Monopolstellung kann zusätzlichen Regulierungsbedarf hervorrufen. Dabei ist das Auktionsbüro mit der Abwicklung aller Termin- und Spotgeschäfte betraut und muss zusätzlich Gebote für die reine Nutzung von Übertragungskapazität entgegennehmen, um auch außerbörsliche Geschäfte zu ermöglichen.

295. Die Kosten für die Nutzung des Engpasses entsprechen der Preisdifferenz zwischen den unterschiedlichen Regionen. Die Einnahmen werden an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben, die diese Erlöse idealerweise zur Beseitigung des Engpasses verwenden sollten. Dies hat in Hochpreisregionen einen geringeren Verbrauch und langfristige Investitionen in die Erzeugung zur Folge, was sich positiv auf den Wettbewerb in diesen Regionen auswirkt.

Market Coupling und Open Market Coupling

296. Das Market Coupling stellt ein Hybridmodell zwischen expliziten Auktionen und dem Zonal-Pricing-Ansatz („impliziten Auktionen") dar. Dabei liegt der Fokus darauf, den Einfluss des Auktionsbüros zu verringern, indem die Übertragungskapazitäten für langfristige Verträge über explizite Auktionen vergeben werden und nicht über das Büro. Das Auktionsbüro bestimmt lediglich die Preise für Engpässe im Spothandel.

297. Wie auch bei reinen expliziten Auktionen müssen bei Market Coupling Anreize zum strategischen Kauf von Kapazität berücksichtigt werden. Darüber hinaus kann der Terminhandel nur auf bilateraler Ebene stattfinden. Ferner kann ein monopolistisches Auktionsbüro auch hier zu Regulierungserfordernissen führen. Jedoch hat das Market Coupling den Vorteil, dass außerbörsliche Termingeschäfte besser integriert werden können.

298. Das Open Market Coupling ist eine Variante des Market Coupling, bei der sich auch die kurzfristige Kapazitätsvergabe in implizite und explizite Auktionen aufgliedern lässt. Somit können Gebote allein für die Kapazität – ohne physische Stromlieferung – erfolgen. Hierdurch wird der kurzfristige bilaterale Handel ermöglicht, ohne zuvor langfristige Kapazitäten erworben zu haben. Das Verfahren des Open Market Coupling kann dabei wie folgt ablaufen: Nach Handelsschluss der Börse werden die aggregierten Kauf- und Verkaufskurven an das Auktionsbüro übermittelt. Dieses vergleicht dann, welche Gleichgewichtspreise sich in den einzelnen Handelszonen eingestellt hätten. Sind die Preise in den Zonen unterschiedlich, erhält das Büro die Möglichkeit, ein preisunabhängiges Kauf- oder Verkaufsgebot an der Börse abzugeben, wobei es nicht als Käufer oder Verkäufer von Energie auftritt (Saldo aller Gebote ist 0). Die Gebotsmenge der abzugebenden Gebote wird so gewählt, dass die Wohlfahrt der beteiligten Händler maximiert wird.

299. Die Gebote führen entweder zu vollständiger Preiskonvergenz oder zu einer vollständigen Ausnutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten aus den Niedrig- in die Hochpreisgebiete. Die expliziten Gebote für Kapazität konkurrieren direkt mit den impliziten Kapazitäts- und Energiegeschäften. Der Zuschlag erfolgt unter Berücksichtigung des jeweiligen Wohlfahrtseffektes. Auf Basis der ursprünglich von den Marktteilnehmern eingestellten Kauf- und Verkaufsgebote und der preisunabhängigen Gebote des Auktiosbüros wird das lokale Clearing

---

[240] Vgl. Frontier Economics Ltd., Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagamentmethoden (Bericht an die Bundesnetzagentur), S. 6.

[241] Vgl. Waver,T., Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 31, 2007, S. 112 f.

durchgeführt. Die Gebote des Büros führen dazu, dass in Zonen mit zunächst niedrigem Preisniveau ein Einspeiseüberschuss und in Zonen mit zunächst hohem Preisniveau ein Entnahmeüberschuss entsteht.[242] Durch das Open Market Coupling wird die Monopolstellung des Auktionsbüros weiter eingeschränkt.

Electricity Regional Initiative

300. Mit der Electricity Regional Initiative (ERI) verfolgt die ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) das Ziel, die regionale Marktintegration zu forcieren, um schließlich einen europäischen Strom- und Gasbinnenmarkt zu realisieren.[24343] Die Electricity Regional Initiative identifiziert sieben Regionen in Europa, in denen der grenzüberschreitende Stromhandel durch verbesserte Engpassmanagementverfahren optimiert werden muss, wobei Deutschland an vier Regionen beteiligt ist. In jeder Region wurden Regional Coordination Committees errichtet, die sich aus den jeweiligen nationalen Regulieren der Region zusammensetzen.

301. Die Region Zentralwesteuropa besteht aus den Beneluxstaaten, Deutschland und Frankreich. Den Vorsitz hat die belgische Regulierungsbehörde inne. Um eine effizientere Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten möglich zu machen, wird die Einführung eines lastflussbasierten Market Coupling angestrebt. Auch die Harmonisierung der bestehenden Auktionsregeln für die Monats- und Jahresauktion, die Einführung eines grenzüberschreitenden Intraday-Handels und Regelenergiemarktes, die Schaffung eines Modells zur Berechnung der Übertragungskapazität, die Untersuchung eines Anreizmechanismus zur Maximierung der Übertragungskapazität, die Erstellung eines Investitionsplans, die Verbesserung der Transparenz und der Aufbau eines Marktmonitorings bezogen auf die Grenzkuppelstellen wurden als Ziele vorgegeben.[244]

302. Die Region Zentralosteuropa beinhaltet Deutschland, Polen, Tschechien, die Slowakei, Ungarn, Österreich und Slowenien. Den Vorsitz führt die österreichische Regulierungsbehörde. Für die kurz- und mittelfristige Weiterentwicklung des Stromhandels wurden Engpassmamagement und Transparenz als Ziele ausgegeben. Zur Untertützung dieser Vorgaben wurden eine Implementation Group Congestion Management und eine Implementation Group Transparency ins Leben gerufen. Im Rahmen der Gruppe für Engpassmanagement arbeiten die Übertragungsnetzbetreiber an der Einführung einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe. Im Jahr 2005 wurden zwischen den Regelzonen von Vattenfall und E.ON sowie zwischen den Übertragungsnetzbetreibern aus Polen und Tschechien koordinierte explizite Auktionen eingeführt. Im Jahr 2006 kamen die Grenzkuppelstellen zwischen E.ON und dem slowakischen Netzbetreiber SEPS hinzu. Geplant wird von den Übertragungsnetzbetreibern für 2008 die Gründung eines gemeinsamen Auktionsbüros, welches die Kapazitätsvergabe der gesamten Region durchführen soll.

303. Den Vorsitz in der Region Nordeuropa, bestehend aus Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, Deutschland und Polen, hat die dänische Regulierungsbehörde. Eine der gegründeten Implementation Groups befasst sich mit der Weiterentwicklung des Engpassmanagements zwischen Deutschland und Dänemark. Die Übertragungsnetzbetreiber E.ON, Vattenfall und Energinet.dk sowie die Börsen Nord Pool Spot und EEX wollen bis zum Ende 2007 ein Market Coupling an der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark einführen. Das Auktionsbüro soll in Hamburg errichtet werden. Ein weiteres Market Coupling wird für die Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung zwischen Deutschland und Schweden (Baltic Cable) in Erwägung gezogen.

304. Der Region Zentralsüdeuropa, in der die italienische Regulierungsbehörde den Vorsitz führt, gehören Italien, Frankreich, die Schweiz, Deutschland, Österreich, Slowenien und Griechenland an. Die Implementation Group hat sich 2006 vorrangig mit der Weiterentwicklung des Engpassmanagements auseinandergesetzt. An der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz wurde, nach den bereits bestehenden Monats- und Tagesauktionen, erstmals Ende 2006 eine Jahresauktion für 2007 durchgeführt. An der deutsch-österreichischen Grenze besteht, wie bereits erwähnt, kein Engpass.

305. Die Monopolkommission begrüßt die Initiative der ERGEG, gibt jedoch zu bedenken, dass eine effiziente Engpassbewirtschaftung allein nicht ausreicht, um die bestehenden Netzengpässe abzubauen. Sollte es nicht gelingen, die Netzbetreiber durch entsprechende Anreize zum Ausbau der Grenzkuppelstellen zu bewegen, so sind die Gesetzgeber auf europäischer und nationaler Ebene gefordert, eine Ausbauverpflichtung anzuordnen, um auf dieser Basis den europäischen Binnenwettbewerb herbeizuführen.

3.5.4.3 Engpassmanagement in Deutschland

306. Bisher sieht die Bundesnetzagentur noch keinen Bedarf, Leitungsengpässe innerhalb Deutschlands auszuweisen. Das Entstehen von Engpässen konnte nach Angaben der Bundesnetzagentur bisher durch netz- und marktbezogene Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber verhindert werden. Zukünftig können jedoch aus verschiedenen Gründen vermehrt innerdeutsche Engpässe auftreten.[245] Vor allem im nördlichen bzw. nordöstlichen Bundesgebiet kann die dortige regionale Konzentration der Windkrafterzeugung zu Engpässen führen. Zusätzlich sollen bis zum Jahr 2015 geschätzte 10 000 MW Off-

[242] Vgl. Frontier Economics Ltd., Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagamentmethoden (Bericht an die Bundesnetzagentur), S. 7.

[243] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 28.

[244] Das Pentalaterale Energieforum hat sich ebenso mit dem Thema des lastflussbasierten Market Coupling auseinandergesetzt. Das Pentalaterale Energieforum wurde 2005 von den Regierungen Deutschlands, Frankreichs und den Benelux-Staaten gegründet. Unter ihren Vorsitz arbeiten Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Strombörsen und Vertreter der regionalen Marktparteien-Plattform zusammen.

[245] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 27.

shore-Leistung entstehen. Darüber hinaus sind Kraftwerksinvestitionen von 30 000 MW bis zum Jahr 2015 geplant, die insbesondere die Regelzonen RWE und E.ON betreffen und so zu einer weiteren Verstärkung der regional konzentrierten Kraftswerksleistung führen. Ferner wird bis zum Jahr 2015 durch die Stilllegung von ca. 8 000 MW Leistung Kernenergie das Nord-Süd-Gefälle zusätzlich verstärkt. Die erwarteten möglichen Engpässe werden bei der Übertragung von Strom aus Nord- nach Süddeutschland und in der Regelzone von Vattenfall aufgrund der vermehrten Windkraftenergieeinspeisung auftreten.

307. Da sich Engpässe künftig voraussichtlich nicht vermeiden lassen und ein vorsorglicher Ausbau des Netzes für alle möglichen Eventualitäten ökonomisch nicht effizient wäre, sollte das deutsche Marktdesign ein effizientes Engpassmanagement bereitstellen.[246] Die Bundesnetzagentur hat ein Festlegungsverfahren zur Bewirtschaftung eventueller künftiger Netzengpässe eingeleitet, wobei es insbesondere um das Verhältnis zwischen Neuanlagen und Bestandskraftwerken und die Wahl eines geeigneten innerdeutschen Engpassmanagementverfahrens geht.[247] In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten in Auftrag gegeben, in dem unter anderem die Abgrenzung vorübergehender von strukturellen Engpässen sowie Kriterien für die mögliche Einrichtung von Preiszonen und deren praktische Umsetzung untersucht werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen für ein innerdeutsches Engpassmanagement

308. Durch die §§ 3 11 Abs. 1 und 12 Abs. 3 EnWG werden die Übertragungsnetzbetreiber zum bedarfsgerechten Netzausbau verpflichtet. Dieser hat so lange Vorrang vor einer dauerhaften Bewirtschaftung von Netzengpässen, solange Effizienzgesichtspunkte nicht dagegen sprechen. Auch in § 15 StromNZV wird der Engpassvermeidung – wozu auch die Verstärkung und der Ausbau von Netzen zählt – ein Vorrang gegenüber der Bewirtschaftung dieser Engpässe eingeräumt. So haben nach § 15 Abs. 1 StromNZV Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mit Hilfe von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern. Nur falls sich die Entstehung eines Engpasses mit Hilfe von Maßnahmen nach Absatz 1 nicht vermeiden lassen sollten, müssen die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei bewirtschaftet werden (§ 15 Abs. 2 StromNZV). Sollten verschiedene Maßnahmen zum Zweck der Bewirtschaftung von Engpässen in Betracht kommen, ist diejenige zu wählen, die am wenigsten in die Rechte der Betroffenen eingreift. Nach § 15 Abs. 3 StromNZV müssen die Netzbetreiber die Erlöse, die sie aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen verwenden, hierfür zurückstellen oder aber entgeltmindernd in den Netzentgelten berücksichtigen.

309. Neben § 15 StromNZV sind innerhalb eines künftigen innerdeutschen Engpassmanagements die Vorgaben von § 4 Abs. 1 EEG und § 4 Abs. 1 KWKG zu beachten, die einen privilegierten Netzzugang der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien sowie der Betreiber von KWK-Anlagen vorsehen.

310. Ferner ist zu berücksichtigen, dass es zwischen den Netzzugangsinteressenten im Falle von Engpässen zu einer ungleichen Stellung zwischen den etablierten Stromerzeugern und potentiellen Newcomern kommen kann, da die etablierten Erzeuger in vielen Fällen einen günstigeren Standort für Netzanschluss und Netzzugang besitzen. Um den Netzzugang für die Betreiber neuer Kraftwerke zu erleichtern, hat sich der Gesetzgeber zudem dafür entschieden, in der kürzlich erlassenen Kraftwerks-Netzanschlussverordnung einen vorrangigen Netzzugang für die Betreiber neuer Kraftwerke zeitlich befristet festzulegen (§ 7 KraftNAV). Wie in Kapitel 3.5.3.4 bereits erörtert, begrüßt die Monopolkommission diese Privilegierung der Betreiber neuer Kraftwerke, da sie sich hierdurch eine deutliche Senkung der Marktzutrittsschranken auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz erhofft. Als mittelfristige Folge könnte die Wettbewerbsintensität durch Markteintritte von Newcomern erhöht werden. Da § 7 KraftNAV jedoch für alle Betreiber neuer Anlagen gilt, profitieren von dieser Privilegierung nicht nur potentielle Newcomer, sondern auch die etablierten Erzeuger mit einer marktstarken Stellung.

Anforderungen an die praktische Umsetzung – Unterschiede zwischen Grenzkuppelstellen und nationalem Übertragungsnetz

311. Wie bereits dargestellt, schreiben die europäischen Engpassmanagement-Leitlinien vor, dass im grenzüberschreitenden Stromhandel bei Kapazitätsengpässen explizite oder implizite Auktionsverfahren durchgeführt werden. Auktionsverfahren können jedoch nicht ohne weiteres für Engpässe eines nationalen Übertragungsnetzes angewendet werden. Die Ursache hierfür liegt darin, dass eine Auktion nur für Leitungskapazitäten zwischen verschiedenen Netzen bzw. einzelnen abgegrenzten Teilen eines Netzes durchgeführt werden. Bei nationalen Netzen fehlen jedoch die klaren Abgrenzungsmöglichkeiten, so dass zunächst eine genauere Unterteilung des Netzes vorzunehmen wäre. Da das deutsche Netz eng vermascht ist, wäre dies mit einem nicht unerheblichen Aufwand verbunden.

312. Einem Engpass wird durch Veränderungen des Lastflusses und des Kraftwerkseinsatzes (inkl. Regelenergie) entgegengewirkt. So wird zum Beispiel im nördlichen Netzteil von EON auf die steigende Windkrafteinspeisung, die häufige Lastsprünge zur Folge hat, durch Schaltzustandsänderungen sowie Reduzierung und Verlagerung der Einspeisung aus Großkraftwerken (sog. Re-

[246] Vgl. Waver,T., Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 31, 2007, S. 109 ff.

[247] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 27.

dispatching) reagiert. In Österreich existiert mit dem kostenbasierten Redispatching bereits ein netz- und marktbezogenes Engpassmanagement. Hierbei erfolgt eine kurzfristige Steuerung über die Kraftwerksleistung. Die entstandenen Kosten werden auf Netzentgelte umgelegt. In Schweden und Finnland findet das marktbasierte Redispatching (auch Counter-Trading genannt) Anwendung. Im Falle eines Erzeugungsüberschusses werden Kraftwerke abgeschaltet, bei einem Erzeugungsdefizit wird die Kraftwerksleistung erhöht. Die Abwicklung der Kosten hierfür erfolgt über einen separaten Markt.[248]

313. Darüber hinaus sind auch nichtmarktorientierte Verfahren wie das Prioritätsverfahren (first come, first serve), das Pro-rata-Verfahren (gleichmäßige Kürzung der Kraftwerksleistungen) und das Redispatching ohne finanziellen Ausgleich denkbar. Dabei wird das Pro-rata-Verfahren auch in Notfällen angewendet.[249] Diese Verfahren genügen jedoch nicht den Anforderungen des § 15 Abs. 2 StromNZV, der marktorientierte Verfahren vorsieht.

Anforderungen an ein effizientes Engpassmanagement

314. Engpässe wirken sich negativ auf den Wettbewerb aus, da sie zu einer Marktsegmentierung führen. Sie haben, wie bereits erörtert, zur Folge, dass die Grenzkosten der Erzeugung vor dem Engpass geringer sind als dahinter. Neben der Durchführung eines marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahrens (§ 15 Abs. 2 StromNZV) sind aus ökonomischer Sicht zusätzliche Forderungen an ein innerdeutsches Engpassmanagement zu stellen. Das Engpassmanagement sollte zu einer effizienten Preisbildung führen. Ein aus dem Engpassmanagement resultierender Preis ist effizient, sofern er die Differenz der Grenzkosten der Erzeugung vor und hinter dem Engpass repräsentiert. Durch diese marktorientierte Bepreisung, sollen Signale für die Nachfrager hinter dem Engpass gesetzt werden, damit diese ihren Verbrauch reduzieren. Ferner sollen durch das Engpassmanagment idealerweise die Investitionen von Erzeugern und Übertragungsnetzbetreibern so gesteuert werden, dass Engpässe abgebaut und zukünftig vermieden werden können. Nicht zuletzt sollte das Verfahren wettbewerbskonform sein und zu einer vollständigen Kapazitätsausnutzung führen.[250]

315. Die zuvor skizzierten Bewirtschaftungsverfahren haben zwar den Vorteil, dass mit ihnen bereits Erfahrungen an den deutschen Grenzkuppelstellen gemacht wurden. Für die Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe sind sie nach Ansicht der Monopolkommission kaum geeignet, da zwischen der Organisation des Verbundnetzes innerhalb eines Landes und der Grenzkuppelstellen an den Landesgrenzen grundlegende Unterschiede bestehen. Die Auktionsverfahren erfordern – unter Einbezug der Engpässe – klar voneinander abgetrennte Marktgebiete. Bisher sind die Marktgebiete innerhalb Deutschlands weder technisch noch ökonomisch voneinander getrennt. So existieren innerhalb des gesamten deutschen Stromnetzverbundes keine getrennten Preiszonen. Ebenso wenig sind einzelne Leitungskapazitäten mit jeweils genau lokalisierten Engpässen ex ante definiert. Vor dem skizzierten Hintergrund würde die Einführung der zuvor erläuterten Auktionsmodelle eine Umgestaltung der bisherigen deutschen Marktgebiete erfordern. Implizite Auktionen und Market Coupling bzw. Open Market Coupling würden im Vergleich zu expliziten Auktionen noch weiter reichende Eingriffe erfordern, da sich alle Marktteilnehmer an dem System beteiligen müssten. Bei expliziten Auktionen wäre wiederum die fehlende Vereinbarkeit mit der Börse problematisch. Ein Handel, der ausschließlich auf bilateraler Ebene erfolgt, würde wiederum neue Marktteilnehmer schwächen und kann daher keine Option darstellen. Schließlich könnte die Abgrenzung verschiedener Marktgebiete eine Marktzersplitterung zur Folge haben, wodurch die Liquidität der einzelnen Teilmärkte deutlich geschwächt und die Möglichkeit zur Marktmachtausübung deutlich erhöht würde.

Empfehlungen der Monopolkommisison

316. Die Monopolkommission empfiehlt vorerst, von einer Durchsetzung der zuvor skizzierten Auktionsverfahren innerhalb Deutschlands abzusehen. Das vorrangige Ziel muss sein, die Netzkapazitäten bedarfsgerecht auszubauen und die Netzbetreiber durch ein geeignetes Anreizsystem zu diesem Ausbau zu bewegen bzw. gegebenenfalls dazu zu verpflichten. In der Übergangszeit könnte das marktbasierte Redispatching nach Ansicht der Monopolkommission eine „Second-Best-Lösung“ darstellen. Im Rahmen des marktorientierten Redispatching wird ein auftretender Engpass direkt durch die physische Steuerung der Lastflüsse z. B. durch den Übertragungsnetzbetreiber beseitigt.

317. Das Redispatching lässt sich vergleichsweise gut anhand einer kostenbasierten Bestimmung des finanziellen Ausgleichs darstellen: Im Falle eines drohenden Engpasses identifiziert der Übertragungsnetzbetreiber zunächst die Kraftwerke, die für diesen verantwortlich sein könnten. Von den Betreibern dieser Kraftwerke fragt er anschließend ab, welche Kosten sie einsparen würden, wenn sie die vertraglich vereinbarte Liefermenge nicht produzieren (z. B. die variablen Brennstoffkosten). Der Übertragungsnetzbetreiber würde den Erzeuger mit dem höchsten Einsparpotential dazu verpflichten, seine Menge zu reduzieren bzw. das Kraftwerk ganz abzuschalten. Der Erzeuger behält weiterhin seinen Vergütungsanspruch gegenüber dem Kunden, muss jedoch die vermiedenen Kosten – z. B. die variablen Brennstoffkosten – an den Übertragungsnetzbetreiber bezahlen. Hierdurch wird die Kapazität auf der Überschussseite (vor dem Engpass) heruntergefahren. Auf der Belieferungsseite (hinter dem Engpass) muss der Übertragungsnetzbetreiber den zusätz-

[248] Vgl. BNetzA, Stellungnahme im Festellungsverfahren zur Bewirtschaftung von Engpässen im Übertragungsnetz, S. 10 ff.

[249] Vgl. Pritzsche, K., Stephan, M., Pooschke, S., Enpassmanagement durch marktorientiertes Redispatching, in: Recht der Energiewirtschaft, H. 2, 2007, S. 36–46, 39 f.

[250] Vgl. Waver,T., Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 31, 2007, S. 111.

lich benötigten Strom hingegen erwerben. Der Übertragungsnetzbetreiber fragt bei den Kraftwerken hinter dem Engpass nach, für welchen Preis sie produzieren bzw. ihre Produktion erhöhen würden. Dieser Preis wird über dem geltenden Marktpreis liegen, da diese Kapazität bei einer reinen Betrachtung der Grenzkosten der Erzeugung (gemäß der Merit Order) nicht abgerufen worden ist. Der Übertragungsnetzbetreiber wählt dabei den Erzeuger aus, zwischen dessen Preis und dem geltenden Marktpreis die geringste Differenz besteht und bezieht von ihm die zusätzlich benötigte Menge für den geforderten Betrag. Die Differenz zwischen den vermiedenen Kosten, die von dem Kraftwerk vor dem Engpass an den Übertragungsnetzbetreiber gezahlt wurden, und dem zu zahlenden Betrag an den Kraftwerksbetreiber hinter dem Engpass kann der Übertragungsnetzbetreiber als Kosten auf die Netzentgelte umlegen.

318. Bei der skizzierten Form des Redispatching bleibt die marktorientierte Preisbildung auf dem Strommarkt unberührt, was insbesondere für neue Anbieter mit vergleichsweise ungünstigen Kraftwerksstandorten von Vorteil sein kann. Ein weiterer Vorteil dieses Systems ist, dass es kurzfristig angewendet werden kann und keine Engpasszonen gebildet werden müssen. Somit kann diese Form des marktorientierten Redispatching ohne wesentliche Änderungen des aktuellen Marktdesigns eingeführt werden. Die konkreten Regelungen ließen sich vergleichsweise schnell durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Festlegung auf Basis des § 27 Abs. 1 Nr. 10 StromNZV ausgestalten.

319. Jedoch hat die charakterisierte Form des kostenbasierten Redispatching den Nachteil, dass die Betreiber der Kraftwerke ihre Kostenkalkulation gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber offen legen müssen. Darüber hinaus wird die Kraftwerksauswahl anhand der Kosten und nicht anhand der sich am Markt bildende Preise getroffen. Dieses Problem ließe sich durch ein wettbewerbsbasiertes Redispatching lösen. Im Falle eines wettbewerbsbasierten Redispatching wird von dem Übertragungsnetzbetreiber oder gar einem Auktionsbüro eine Ausschreibung bzw. Versteigerung für die Kapazitätsreduktion bzw. -ausweitung vorgenommen. Auf der Überschussseite erhält der Kraftwerksanbieter den Zuschlag, der die höchsten vermiedenen Kosten hat und die hieraus resultierende höchste Ausgleichszahlung an den Übertragungsnetzbetreiber zahlt. Auf der Seite des Engpasses mit einem Nachfrageüberschuss erhält der Erzeuger den Zuschlag, der die benötigte Strommenge am günstigsten bereitstellen kann.

320. Trotz der skizzierten Vorteile des marktbasierten Redispatching verbleiben einige Probleme. So erhalten die Übertragungsnetzbetreiber keine Anreize für den Ausbau der Netze, weil sie die entstandenen Mehrkosten über die Netzentgelte an die Nachfrager weitergeben können. Die Kraftwerksbetreiber erhalten keine Preissignale für die Standortwahl. Die Nachfrager vor und hinter dem Engpass erhalten ebenfalls keine Preissignale, die sie im Falle eines Überschusses an Elektrizität zu einer Nachfrageerhöhung und im Falle eines zu geringen Elektrizitätsangebotes zu einer Nachfragesenkung motivieren. Der Grund hierfür ist, dass die Engpasskosten nicht verursachergerecht angelastet werden.

321. Vor diesem Hintergrund vertritt die Monopolkommission die Auffassung, dass ein marktbasiertes Redispatching nur eine Lösung für kurzfristig auftretende, nicht vorhersehbare Engpässe sein kann. Bei strukturellen Engpässen, die von Dauer sind, muss hingegen immer ein bedarfsgerechter Netzausbau das Ziel sein und gegebenenfalls durch eine gesetzliche Ausbauverpflichtung forciert werden. Der Bundesnetzagentur müsste schließlich die Aufgabe zukommen, darüber zu wachen, ob die Netzbetreiber dieser Ausbauverpflichtung in hinreichendem Maße nachkommen. Falls dies nicht der Fall ist, wären Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG zu ergreifen.

3.5.4.4 Regelenergiemarkt

322. Bei der Regelenergie, die von den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb ihrer Regelzone vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt werden muss, wird zwischen den Regelenergiearten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden. Die drei Regelenergiearten, deren Beschaffung jeweils im Rahmen von Ausschreibungen zu erfolgen hat, unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Marktvolumina deutlich.[251] Die Sekundärregelleistung, die innerhalb von fünf Minuten im nachgefragten Umfang vollständig – in negativer oder positiver Form[252] – bereitgestellt werden muss, bildet hierbei den bedeutendsten Markt. Das Marktvolumen belief sich im Jahr 2006 auf 388 Mio. Euro, wobei der durchschnittliche Bedarf an positiver Sekundärleistung in den vier Regelzonen ca. 466 MW (2005: ca. 302 MW) und an negativer Sekundärleistung ca. 413 MW (2005: ca. 493 MW) ausmachte. Während sich der Anteil der durchschnittlich abgerufenen positiven Sekundärregelleistung zwischen 2004 und 2006 nahezu verdoppelt hat, sank der Abruf an negativer Sekundärregelleistung im gleichen Zeitraum deutlich.

323. Der Markt für Minutenreserve, die innerhalb von 15 Minuten einsetzbar sein muss, stellt mit einem Volumen von ca. 271 Mio. Euro den zweitgrößten Markt dar. Seit 2004 ist die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve insgesamt spürbar zurückgegangen. So wurde die Minutenreserve in 2006 nur 3 940-mal tatsächlich eingesetzt, während sie im Vorjahr noch 6 456-mal abgerufen wurde. Die Einsatzhäufigkeit divergierte in den verschiedenen Regelzonen. Insgesamt wird in der Regelzone von RWE die Minutenreserve am häufigsten abgerufen, in der Re-

[251] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 39.

[252] Eine positive Regelleistung wird erforderlich, wenn die nachgefragte Strommenge kurzfristig über der zur Verfügung stehenden Strommenge liegt. In diesem Fall produzieren die entsprechenden Regelenergiekraftwerke zusätzlichen Strom und speisen ihn in das Netz ein. Eine negative Regelleistung wird hingegen benötigt, wenn die nachgefragte Strommenge geringer ist als die sich im Netz befindliche Strommenge (beispielsweise bei starken Windböen). In diesem Fall werden Kraftwerkskapazitäten heruntergefahren oder z. B. durch Pumpspeicherkraftwerke überschüssige Strommengen verbraucht.

gelzone von E.ON nur ein geringer Teil an negativer Minutenreserve und in der EnWB-Regelzone keine negative Minutenreserve. Die dritte Regelenergieart, die Primärregelleistung, die innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen muss, weist auch im Jahr 2006 mit 82 Mio. Euro ein eher geringes Marktvolumen auf. Das Gesamtvolumen der Leistungsvorhaltung der Regelenergie, die bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt wird, belief sich im Jahr 2006 dementsprechend auf ein Gesamtvolumen von 742 Mio. Euro.

324. Nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemverantwortung Gefährdungen oder Störungen in ihrer Regelzone insbesondere auch durch den Einsatz von Regelenergie beseitigen. Sie sind nach § 22 Abs. 2 Satz 1 EnWG dazu verpflichtet, Regelenergie innerhalb eines diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahrens zu erwerben. Dabei müssen sie – soweit dies technisch möglich ist – die Anforderungen vereinheitlichen, welche die Anbieter von Regelenergie im Vorfeld einer Teilnahme erfüllen. In der auf Basis des § 24 EnWG erlassenen Stromnetzzugangsverordnung werden in den §§ 6 ff. konkrete Vorgaben zur Beschaffung von Regelenergie gemacht. So sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 6 Abs. 1 StromNZV verpflichtet, „die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen.“ Sie sind jedoch gemäß § 6 Abs. 2 StromNZV dazu befugt, „einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone auszuschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrer jeweiligen Regelzone, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen, erforderlich ist.“ § 7 Satz 1 StromNZV verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, die verschiedenen Regelenergiearten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve sowie sonstige beschaffte und eingesetzte Regelenergieprodukte entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Grundlage der Angebotskurven beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot einzusetzen. Nur im Falle einer begründeten Netzeinschränkung kann hiervon abgewichen werden.

325. Der Preis für die Bereitstellung von Regelenergie setzt sich bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve aus einem Leistungsbestandteil (Leistungspreis) und einem Arbeitsbestandteil (Arbeitspreis) zusammen. Der Leistungspreis bezieht sich auf die reine Vorhaltung der Leistung. Er ist zu entrichten, wenn ein Kraftwerk den Zuschlag zur Erbringung von Regelenergie erhalten hat, unabhängig davon, ob die vorzuhaltende Leistung auch tatsächlich nachgefragt wurde. Der Leistungspreis wird als Kostenbestandteil bei den Netzentgelten angerechnet (§ 8 Abs. 1 StromNZV). Der Arbeitspreis ist nur dann zu bezahlen, wenn die Leistung auch tatsächlich erbracht wurde. Sollte ein Arbeitspreis anfallen, so verrechnet der Übertragungsnetzbetreiber diesen mit dem Bilanzkreisverantwortlichen (§ 8 Abs. 2 StromNZV). Die Erteilung über den Zuschlag für einen bestimmten Anbieter von Regelenergie erfolgt im Rahmen einer Ausschreibung, bei gegebener Eignung der Kraftwerke auf Basis des Leistungspreises. Der Abruf der Kraftwerke bei tatsächlichem Bedarf erfolgt auf Basis des Arbeitspreises.[253] Bei der Primärreserve fällt hingegen nur ein einheitlicher Preis an, der das Vorhalten und den Abruf von Primärreserve umfasst. Dieser Preis wird umfänglich auf die Netzentgelte umgelegt (§ 8 Abs. 1 StromNZV).

Markt für Minutenreserve

326. § 27 Abs. 1 Satz 2 StromNZV ermächtigt die Bundesnetzagentur dazu, Festlegungen zum Verfahren für die Ausschreibung von Regelenergie zu treffen. Am 26. August 2006 hat die Bundesnetzagentur eine Festlegung zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve getroffen.[254] Darin hat sie den maximalen Anteil an Regelenergie festgelegt, der aus technischen Gründen ausschließlich in der eigenen Regelzone ausgeschrieben werden darf (§ 6 Abs. 2 StromNZV). Dieser sog. Kernanteil darf 50 Prozent der Summe des Bedarfs an Sekundär- und Minutenreserve nicht überschreiten. Dabei sind zwei Drittel des Bedarfs der Sekundärregelleistung in der jeweiligen Regelzone zu erbringen.

327. Die Ausschreibung der Minutenreserve hat für jeden Tag in sechs Zeitscheiben zu erfolgen, wobei die Ausschreibung für den Folgetag vor Beginn des Haupthandels der EEX-Stundenkontrakte stattfindet. Dabei müssen die Angebote bis 10:00 Uhr abgegeben werden und die Zuschlagserteilung an die Anbieter muss bis spätestens 11:00 Uhr desselben Tages vorliegen. Die Mindestgebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung der Minutenreserve wird sowohl für positive als auch für negative Regelenergie auf jeweils 15 MW festgesetzt. § 6 Abs. 4 Satz 4 StromNZV erlaubt, Anbietergemeinschaften zur Erbringung der Minutenreserve zu bilden. Der Zuschlag wird auf Basis des Leistungspreises erteilt, d. h. die Anbieter, die den erforderlichen Bedarf an Regelenergie zum geringsten Leistungspreis bereitstellen, erhalten den Zuschlag. Der Abruf der Minutenreserve erfolgt auf Basis des Arbeitspreises.

328. Von den Anbietern, die den Zuschlag erhalten haben, werden die Anbieter für den Abruf der Regelenergie ausgesucht, die die geringsten Arbeitsentgelte verlangen. Abweichungen sind mit einer Begründung auf der gemeinsamen Ausschreibungsplattform der Übertragungsnetzbetreiber zu veröffentlichen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für die abgerufene Minutenreserve auf der gemeinsamen Ausschreibungsplattform die Höhe des für den Folgetag benötigten Bedarfs, den Kern- und regelzonenübergreifenden Anteil, die tatsächlich am Vortag abgerufene Minutenreserve sowie eine anonymisierte Liste aller Minutenreserveangebote des Vortages bekannt zu geben. In dieser Liste müssen die Angebotsleistung für jedes Angebot, der Leistungs- und Arbeitspreis, die Anschlussregelzone und die Information, ob das Angebot den Zuschlag erhalten hat, enthalten sein.

[253] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 29. August 2006, BK6-06-012, S. 2.
[254] Vgl. ebenda, S. 1.

329. Auf dem Gesamtmarkt für Minutenreserve stehen wenige Anbieter (Erzeuger) den vier Übertragungsnetzbetreibern als Nachfrager gegenüber. Im Vergleich zu den anderen beiden Märkten der Regelenergie ist die Anbieterzahl jedoch hoch. Bei einer Betrachtung des Kernanteils, der in der Regelzone zu erbringen ist, steht eine noch geringere Zahl an Anbietern einem Nachfrager gegenüber. Da auch hier aufgrund der geringen Anbieterzahl ein vergleichsweise großes Potential zu wettbewerbsbeschränkendem Verhalten der Marktteilnehmer besteht, versuchte die Bundesnetzagetur nach eigenen Angaben durch die Modifizierung der Ausschreibungsbedingungen die Zahl der Anbieter und somit die Wettbewerbsintensität zu erhöhen. Durch die Möglichkeit der Poolbildung, kurze Ausschreibungsfristen (Tagesausschreibung), die Vergabe nach dem Leistungspreis und die Verlegung des Ausschreibungsbeginns vor den Beginn des Haupthandels am EEX-Spotmarkt sollen Newcomer auf den Markt gelockt werden. Eine Marktbelebung erhoffte sich die Bundesnetzagentur durch die Teilnahme großer Industriekunden an dem Ausschreibungsverfahren. Industriekunden, die Regelenergie durch den sog. Lastabwurf erbringen, legen bei Bedarf Teile ihrer Produktion still. Durch die Vorhaltung dieser Energie entstehen den Industriekunden kaum Kosten. Der Leistungspreis dieser Kunden ist demnach vergleichsweise niedrig. Der Arbeitspreis ist hingegen vergleichsweise hoch, weil bei einem tatsächlichen Abruf die Produktion gedrosselt oder gar abgeschaltet werden muss (hohe Arbeitspreise aufgrund der Opportunitätskosten). Zwar haben sich nach Inkrafttreten der Festlegungen viele Unternehmen (Erzeuger und Industrieunternehmen) präqualifiziert. Bisher ist die Zahl der Anbieter jedoch im Bereich der Minutenreserve nicht deutlich gestiegen, so dass es sich noch immer um einen engen oligopolistischen Markt mit einem erheblichen Potential zur Marktmachtausübung handelt.

Markt für Sekundärregelleistung

330. Am 31. August 2007 hat die Bundesnetzagentur Festlegungen zu den beiden übrigen Regelenergiearten Primär- und Sekundärreserve getroffen.[255] Hierbei unterscheidet sich die Festlegung der Sekundärregelung von der Festlegung, die ein Jahr zuvor für die Minutenreserve getroffen wurde. Während bei der Festlegung zur Minutenreserve zwei Drittel des Bedarfs an Sekundärreserve innerhalb der jeweiligen Regelzone zu erbringen waren, wurde in der Festlegung zur Minutenreserve die regelzonenübergreifende Ausschreibung ausdrücklich angeordnet.[256] In der Festlegung zur Minutenreserve hatte sich die Bundesnetzagentur noch an den Regelungen der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) orientiert, die vorsah, zwei Drittel des Bedarfs an Sekundärreserve regelzonenintern zu beschaffen. In der kürzlich erlassenen Festlegung weicht die Regulierungsbehörde jedoch von dieser Regelung ab, weil sie die Kernanteile zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität als nicht mehr zwingend notwendig erachtet.[257] Dem fraglichen Vorteil der Systemstabilität stehe eine erhebliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs auf dem Markt für Sekundärregelleistung gegenüber. Deshalb hat sich die Bundesnetzagentur nach eigenen Angaben für die deutschlandweite Ausschreibung dieser Leistung entschieden, um so den Kreis der potentiellen Anbieter von Regelenergie zu erhöhen.

331. Durch die besonderen Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens ist die Zahl der Anbieter von Sekundärregelung sehr gering. Aktuell bieten auf dem Gesamtmarkt für Sekundärregelleistung nur vier Unternehmen die erforderliche Ausgleichsleistung an. Die Marktanteile verteilen sich in den einzelnen Regelzonen zum größten Teil sogar nur auf zwei große Anbieter.[258]

332. Bei einer Ausschreibung des Kernanteils von zwei Dritteln des Bedarfs (noch gültige Regelung) steht mit Ausnahme der Regelzone von RWE TSO jeweils ein Anbieter (Erzeuger) einem Nachfrager von Sekundärregelung (Übertragungsnetzbetreiber) gegenüber. In der Regelzone der RWE TSO wären es zwei Anbieter. Die bisher praktizierte Ausschreibung hatte für zwei Drittel der benötigten Leistung, die innerhalb der jeweiligen Regelzone ausgeschrieben wurden, zur Folge, dass drei bilaterale Monopole und ein beschränktes Monopson entstanden sind. Da sich die Angebotssituation nach Auffassung der zuständigen Beschlusskammer in naher Zukunft nicht ändern wird, sah sich diese gezwungen, die Ausschreibungsmodalitäten an eine regelzonenübergreifende Ausschreibung anzupassen.[259]

333. Bei einer Betrachtung des Gesamtmarktes – ohne Kernanteil – stehen aktuell in den jeweiligen Regelzonen einem Nachfrager zwei (bzw. in der Regelzone von RWE TSO drei) Anbieter von Regelenergie gegenüber.[260]

334. Der Zuschlag wird gemäß der neuen Festlegung nach dem Leistungspreis erteilt. Dabei sind die erforderlichen Angebote für die Leistungserbringung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern aufzuteilen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Zusammenhang die Möglichkeit, regelzoneninterne Angebote bei der Aufteilung auszuwählen. Alle übrigen Angebote, die den Zuschlag erhalten haben, werden gemäß einer möglichst gleichmäßigen Kostenbelastung aufgeteilt. Die tatsächlich erforderliche Kraftwerksleistung wird grundsätzlich in der Reihenfolge des Arbeitspreises abgerufen, d. h. die

[255] Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 31. August 2007, BK6-06-065 sowie BK6-06-066.

[256] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 29. August 2006, BK6-06-012, S. 1 sowie Beschluss vom 31. August 2007, BK6-06-066 S. 26 ff.

[257] Die Regulierungsbehörde hatte in der Zwischenzeit ein Gutachten zur Risikoakzeptanz in Auftrag gegeben. Vgl. ebenda, S. 27.

[258] Vgl. ebenda, S. 16.

[259] Nur die Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET) darf auch weiterhin einen Anteil an Sekundärreserve ausschließlich innerhalb der eigenen Regelzone anfordern, weil sie aufgrund des hohen Windenergieaufkommens einen großen – kaum vorhersehbaren – Bedarf an negativer Sekundärregelleistung haben. Diese Sonderregelung ist bis zum 31. Januar 2009 befristet. Vgl. ebenda, S. 36 ff.

[260] Vgl. ebenda, S. 28.

Kapazität des Kraftwerkes mit dem niedrigsten Arbeitspreis wird ceteris paribus als erste abgerufen.[261]

335. Im Rahmen der Feststellung wurden eine Mindestangebotsgröße von 10 MW (sowohl positive als auch negative Sekundärregelleistung), ein monatlicher Ausschreibungszyklus, zwei Zeitscheiben für Leistungserbringung und -vorhaltung und die Informationspflichten (analog zur Minutenreserve) des Übertragungsnetzbetreibers festgelegt. Der Ausschreibungszeitpunkt für das Vorhalten von Sekundärregelleistung ist von den Übertragungsnetzbetreibern zu bestimmen. Die Regelungen sind bis zum 1. Dezember 2007 umzusetzen.

Markt für Primärregelleistung

336. Zeitgleich mit der Festlegung zur Sekundärregelleistung wurde von der Bundesnetzagentur eine Festlegung zur Primärregelleistung getroffen. Aufgrund der zeitkritischen Steuerung der Primärregelenergieleistung hat der Abruf automatisch und dezentral in den Kraftwerken zu erfolgen, sofern sie sich im Vorfeld für die Erbringung dieser Ausgleichsenergieform qualifiziert und den Zuschlag erhalten haben.[262]

337. Wie auch bei der Sekundärregelleistung erfolgt die Ausschreibung in einem monatlichen Zyklus, wobei die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausschreibungskalender für einen Ausschreibungszeitraum von einem Jahr zu erstellen und mit der Bundesnetzagentur abzustimmen haben. Für die Erbringung von Primärenergie sind vorerst keine Zeitscheiben vorgesehen. Die Vergabe der Primärregelleistung erfolgt nach dem Leistungspreis, wobei bei Zeitgleichheit des Angebotseingangs das zeitlich frühere Angebot bevorzugt wird. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung beträgt 5 MW (sowohl positive als auch negative Sekundärregelleistung). Wie auch bei den anderen Regelenergiearten wurden den Übertragungsnetzbetreibern Informationsverpflichtungen auferlegt. Auf dem Gesamtmarkt für Primärregelleistung stehen fünf Anbieter (Kraftwerksbetreiber) insgesamt den vier Übertragungsnetzbetreibern als Nachfragen gegenüber. Es handelt sich demnach um ein sog. bilaterales Oligopol. Bei einer Betrachtung der einzelnen Regelzonen treten wenige Anbieter einem Nachfrager in der Regelzone gegenüber. Bisher teilen sich die Anbieter den Gesamtmarkt „friedlich untereinander auf“[263].

338. Die Bundesnetzagentur kommt in ihrer Festlegung zu dem Schluss, dass auf dem Markt für Primärregelenergie kein wirksamer Wettbewerb stattfindet. Anbieter, die an der Ausschreibung zur Primärreserve teilnehmen wollen, müssen sich – sofern sie präqualifiziert sind – während des gesamten Ausschreibungszeitraums dazu verpflichten, die Regelenergieleistung vorzuhalten. Vor diesem Hintergrund müssen z. B. Wartungszeiten und Kraftwerksausfälle mit in die Kalkulation einbezogen werden, was sie bei langen Ausschreibungszeiten von einer Teilnahme an der Ausschreibung abhält. Dies hat die Bundesnetzagentur unter anderem dazu veranlasst, die Ausschreibungszeiten von sechs Monaten auf einen Monat deutlich zu verkürzen.

Schlussfolgerungen und ökonomische Implikationen

339. Auf allen drei Regelenergiemärkten stehen die Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager von Regelenergie Kraftwerksbetreibern als Anbietern der jeweiligen Regelenergieform gegenüber. Bei diesen Anbietern handelt es sich vornehmlich um Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber können die anfallenden Leistungsentgelte für das Vorhalten von Regelenergie im Rahmen der aktuellen Netzentgeltgenehmigungsverfahren in vollem Umfang als Kosten geltend machen.

340. Die Arbeitsentgelte werden von ihnen wiederum in ihrer Gänze den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt. Deshalb stellen die Regelenergiekosten für die Übertragungsnetzbetreiber einen durchlaufenden Posten dar, der ihre Gewinne nicht beeinflusst. Die Höhe der jeweiligen Regelenergiepreise besitzt für die Übertragungsnetzbetreiber keine Relevanz.

341. Die Kraftwerksbetreiber als Konzernschwestern können aber gleichzeitig durch hohe Regelenergiepreise beachtliche Gewinne erzielen, wodurch auch dem Ziel der Gesamtgewinnmaximierung der Konzernmutter Rechnung getragen wird. Vor diesem Hintergrund liegt es auf der Hand, dass sich auf dem Regelenergiemarkt Preise einstellen, die deutlich über dem Wettbewerbspreisniveau liegen. Auch wenn diese Preise bisher nicht von der Regulierungsbehörde beanstandet werden, ist anzunehmen, dass das sich so ergebende Ausbeutungspotential von den Übertragungsnetzbetreibern auch tatsächlich genutzt wird.[264] In allen Fällen müssen die überhöhten Kosten für Regelenergie – sei es durch die Geltendmachung bei den Netzentgelten oder durch die In-Rechnung-Stellung bei den Bilanzkreisverantwortlichen – letztendlich die Endverbraucher zahlen.

342. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass Händler ohne eigene Kraftwerke diskriminiert werden, da für sie die Arbeitspreise für Regelenergie echte Kosten darstellen, während sie z. B. für die Handelstöchter der vertikal integrierten Verbundunternehmen primär den Charakter interner Verrechnungspreise besitzen.

343. Die Situation auf den drei Regelenergiemärkten lässt nach Ansicht der Monopolkommission zwei Schlussfolgerungen zu: Auf den Märkten für Primär- und

[261] Der tatsächliche Abruf wird jedoch von dem Zuschlag und schließlich von der Aufteilung der Kraftwerke, die den Zuschlag erhalten haben, maßgeblich beeinflusst. Darüber hinaus kann aus technischen oder Praktikabilitätsgründen unter gleichzeitiger Wahrung der Diskriminierungsfreiheit von dem Abruf nach den Arbeitspreisen abgewichen werden. Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31. August 2007, BK6-06-066, S. 2.

[262] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31. August 2007, BK6-06-065 S. 1 f.

[263] Ebenda, S. 9.

[264] Dies wird der Anlass für die EU-Kommission gewesen sein, Untersuchungen zum deutschen Regelenergiemarkt einzuleiten.

Sekundärreserve dürfte sich auch in absehbarer Zeit kein wirksamer Wettbewerb entwickeln. Dies liegt zum einen an der geringen Anzahl der Anbieter (Erzeuger), zum anderen daran, dass es sich bei diesen Erzeugern nahezu ausschließlich um Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber handelt. Die fehlende Preissensibilität der Übertragungsnetzbetreiber bei der Nachfrage von Regelenergie – aufgrund der von ihnen praktizierten Kostenwälzung – trägt ihr Übriges zu dem fehlendem Wettbewerb bei. Die Monopolkommission befürchtet, dass sich die wettbewerbliche Selbststeuerungsfunktion auf den Märkten für Primär- und Sekundärregelleistung nicht einstellen wird, und empfiehlt daher, diese einer vorläufigen Ex-ante-Preisregulierung zu unterziehen. Das sollte freilich nur so lange geschehen, bis sich wettbewerbliche Strukturen herausgebildet haben. Der Markt für Minutenreserve, auf dem deutlich mehr Anbieter agieren, sollte vorerst lediglich verstärkt beobachtet werden. Falls sich auch hier mittelfristig keine wettbewerblichen Strukturen herausbilden, so wäre dieser Markt ebenfalls vorübergehend zu regulieren.

3.5.5 Netzentgeltregulierung als spezieller Aspekt des Netzzugangs

3.5.5.1 Rechtliche Vorgaben

344. Die Netzentgelte werden im Gegensatz zu den übrigen Aktionsparametern im Bereich der Energieversorgungsnetze einer Ex-ante-Regulierung durch die Regulierungsbehörden unterzogen (§ 23a Abs. 1 EnWG). Da die Anreizregulierung, die gemäß § 23a Abs. 1 Halbsatz 2 EnWG grundsätzlich vorrangig ist, voraussichtlich erst zum 1. Januar 2009 in Kraft treten wird, erfolgt die Regulierung bislang nach Maßgabe des § 23a Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG in Form einer kostenbasierten Genehmigung der einzelnen Entgelte. Die Absätze 2 bis 5 der Norm enthalten die Grundsätze des Genehmigungsverfahrens und des Genehmigungsinhalts.

345. In § 21 EnWG sind die allgemeinen Grundlagen zur Bildung von Netzentgelten dargelegt. Gemäß Abs. 1 dieser Bestimmung müssen die Entgelte angemessen, transparent und diskriminierungsfrei gebildet werden. Des Weiteren erörtert der Gesetzgeber dort, was er unter diskriminierungsfrei versteht. Demnach dürfen Netzentgelte für einen Wettbewerber nicht ungünstiger sein, „als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden."

346. Nach § 21 Abs. 2 EnWG hat die Entgeltbildung auf Grundlage der Kosten der Betriebsführung eines effizienten und vergleichbaren Netzbetreibers zu erfolgen. Hierbei sind gleichzeitig die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung und eine wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu berücksichtigen. Bei der kostenorientierten Netzentgeltbildung finden solche Kosten keine Berücksichtigung, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden. Falls die Entgelte des betrachteten Netzbetreibers die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Betreiber von Energieversorgungsnetzen überschreiten, wird eine ineffiziente Betriebsführung vermutet (§ 21 Abs. 4 Satz 2 EnWG).

347. Die skizzierten Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes werden durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)[265] weiter präzisiert, die der Gesetzgeber zeitgleich mit dem Energiewirtschaftsgesetz erlassen hat.[266] Die Stromnetzentgeltverordnung enthält detaillierte Regelungen zur Bestimmung kostenbasierter Netzentgelte im Sinne des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG. In § 3 StromNEV werden die Grundsätze der Entgeltbildung konkretisiert, an denen sich die Netzbetreiber bei der Antragstellung und die Regulierungsbehörden bei der Antragsbearbeitung orientieren müssen. Gemäß Abs. 1 dieser Bestimmung haben die Netzbetreiber im Zuge der Antragserstellung zunächst die Netzkosten nach den in § 4 Abs. 2 StromNEV aufgelisteten Kostenkomponenten zusammenzustellen. Die Netzkosten setzen sich aus den aufwandsgleichen Kosten (§ 5 StromNEV), den kalkulatorischen Abschreibungen (§ 6 StromNEV), der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (§ 7 StromNEV) und den kalkulatorischen Steuern (§ 8 StromNEV) unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge (§ 9 StromNEV) zusammen. Darüber hinaus sind die Netzverluste zu berücksichtigen (§ 10 StromNEV). Insbesondere in § 7 StromNEV werden die Prinzipien der Entgeltbildung gemäß § 21 Abs. 2 EnWG bei der Kostenkontrolle deutlich. So ist für Anlagegüter, die nach dem 1. Januar 2006 aktiviert werden, die Methode der Realkapitalerhaltung anzuwenden, während bei allen anderen Anlagegütern die Methode der Nettosubstanzerhaltung maßgeblich ist (§ 6 Abs. 2 bis 7 StromNEV).

348. Neben den originären Netzkosten fallen bei jedem Netzbetreiber in der Regel weitere Kosten an, die sich aus dem Vorhalten von Ausgleichsenergie sowie den Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ergeben. Nach § 22 EnWG sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Energieverluste und Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung in ihrem Netz auszugleichen. Die zu diesem Zweck verwendeten Energiearten wie Regelenergie, Verlustleistung[267] und Blindleistung[268] werden unter dem Begriff Ausgleichsleistung[269] zusammengefasst. Dabei kommt der Regelenergie, welche die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemdienstleistungspflicht bereitstel-

---

[265] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2225.

[266] Diese Rechtsverordnung basiert auf § 24 Satz 1 Nr. 1 bis 3 i. V. m. Satz 2 Nr. 1, 2, 4, 6 und 7 sowie Satz 3 und 5 und auf § 29 Abs. 3 EnWG.

[267] Verlustleistung ist die Energie, die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigt wird.

[268] Blindleistung wird zum Ausbau magnetischer Felder benötigt. Sie wird im Gegensatz zur Wirkleistung nicht in Form von Arbeit oder Wärme umgewandelt und steht so auch nicht dem Letzverbraucher zur Verfügung.

[269] Ausgleichsleistungen beinhalten gemäß § 3 Satz 1 Nr. 1 EnWG Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird.

len müssen (§ 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG), gemessen am Umsatzvolumen eine besondere Bedeutung zu.[270] Nachdem die Ausgleichsenergie unter Nutzung transparenter, nichtdiskriminierender und marktorientierter Verfahren beschafft wurde (§ 22 Abs. 1 Satz 1 EnWG), können die hiermit in Verbindung stehenden Beschaffungskosten – mit Ausnahme der Arbeitspreise für Sekundär- und Minutenreserve[271] – im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungsverfahren als Netzkosten geltend gemacht werden. Die Entgelte für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie sind in Anlehnung an § 23 Abs. 1 EnWG kostenorientiert auf Grundlage einer effizienten Betriebsführung festzulegen (§ 23 Satz 1 EnWG). Darüber hinaus müssen sie sachlich gerechtfertigt, diskriminierungsfrei und transparent sein (§ 23 Satz 1 EnWG).

349. Die Verpflichtungen, die sich für die Netzbetreiber aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ergeben, werden bei der Ermittlung der Entgelte nicht allesamt als Netzkosten berücksichtigt. So stellen die Vergütungszahlungen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu entrichten sind, für die Netzbetreiber zum überwiegenden Teil lediglich einen durchlaufenden Posten dar. Nach § 5 Abs. 1 EEG erhält der Erzeuger von Strom auf der Basis von erneuerbaren Energien zunächst von dem Netzbetreiber, in dessen Netz er einspeist, die in §§ 6 ff. EEG festgelegten Vergütungszahlungen. Der Netzbetreiber stellt seinerseits die geleisteten Zahlungen dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber in Rechnung (§ 5 Abs. 2 Satz 1 EEG). Von diesem Vergütungsanspruch sind jedoch die nach § 18 Abs. 2 StromNEV ermittelten vermiedenen Netzentgelte abzuziehen (§ 5 Abs. 2 Satz 2 EEG). Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern hat – sowohl hinsichtlich der aus erneuerbaren Energien produzierten Strommengen als auch hinsichtlich der insoweit entrichteten Vergütungszahlungen – ein bundesweiter Ausgleich zu erfolgen (§ 14 Abs. 2 Satz 3 EEG). Gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber sind wiederum die in seiner Regelzone ansässigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, zur Abnahme und Vergütung verpflichtet (§ 14 Abs. 3 EEG). Die Energieversorgungsunternehmen belasten schließlich den Letztverbraucher mit den Kosten für den EEG-Strom. Von den Vergütungszahlungen wird bei der Netzentgeltkalkulation nur der Betrag der vermiedenen Netzkosten[272] berücksichtigt, um den der Vergütungsanspruch des Netzbetreibers gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber nach § 5 Abs. 2 Satz 2 EEG reduziert ist. Falls ein vorhandenes vorgelagertes Netz durch die dezentrale Einspeisung schlechter ausgelastet wird und sich so die Kosten auf eine geringere Absatzmenge verteilen, können hierdurch zusätzliche Kosten entstehen, wodurch wiederum die Preise für das vorgelagerte Netz steigen. Ferner erfordert eine vermehrte Einspeisung von erneuerbaren Energien wie Windenergie zusätzliche Kapazitäten an Ausgleichsenergie („EEG-Veredelung“).

350. Im Gegensatz zu den Vergütungszahlungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes werden die Zuschüsse, welche die Betreiber von KWK-Anlagen erhalten, bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht (§ 9 Abs. 7 KWKG). Der Betreiber einer KWK-Anlage erhält die Vergütungszahlung gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 bzw. Satz 2 KWKG von dem Netzbetreiber, in dessen Netz er einspeist. Dieser hat gemäß § 9 Abs. 1 KWKG einen Ausgleichsanspruch gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Sodann findet zwischen sämtlichen Übertragungsnetzbetreibern und nachgelagerten Netzbetreibern ein Belastungsausgleich statt, bis alle Netzbetreiber gleiche Belastungen tragen (§ 9 Abs. 4 KWKG).

351. Nach der erfolgten Ermittlung der Netzkosten sind diese vollständig den in Anlage 2 zu § 13 StromNEV aufgeführten Hauptkostenstellen zuzuordnen, welche die Struktur der Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilnetze widerspiegeln. Die Zuordnung der Hauptkostenstellen zu den Kostenträgern erfolgt gemäß § 14 StromNEV im Wege der Kostenwälzung. Schließlich hat der Netzbetreiber die Netzentgelte unter Verwendung einer Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 16 StromNEV für jede Netz- und Umspannebene zu bestimmen (§ 17 StromNEV) und diese bei der zuständigen Regulierungsbehörde zu beantragen. Für die Ermittlung von Netzentgelten und Netzkosten sind die Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres relevant (§ 3 Abs. 1 Satz 5 StromNEV). Darüber hinaus ist gemäß § 17 Abs. 1 Satz 1 StromNEV zu beachten, dass die Netzentgelte ihrer Höhe nach von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung und dem Ort der Entnahme elektrischer Energie unabhängig sind. Sie richten sich gemäß Satz 2 der Norm nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle. Ein Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV grundsätzlich aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Dabei ist das Jahresleistungsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr, während das Arbeitsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden darstellt.

352. Die Netzbetreiber haben gemäß § 28 StromNEV ihrem Netzentgeltantrag eine ausführliche Dokumenta-

[270] Das Umsatzvolumen, das sich nur aus der Leistungsvorhaltung von Regelenergie ergibt und auf die Netzentgelte überwälzt wird, betrug im Jahr 2006 ca. 742 Mio. Euro. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 39.

[271] Nur die Arbeitsentgelte für die Regelenergiearten Sekundär- und Minutenreserve sind nicht Bestandteile der Netzkosten. Diese Arbeitsentgelte, die bei einer Inanspruchnahme der vorgehaltenen Leistung anfallen, werden den Bilanzkreisverantwortlichen direkt auf Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung in Rechnung gestellt (§ 8 Abs. 2 Satz 2 StromNZV).

[272] Dezentrale Einspeiser erhalten nach § 18 StromNEV ein Entgelt, welches den durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzkosten in der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene entspricht. Dieses Entgelt wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder nach § 4 Abs. 3 KWKG vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzkosten enthalten sind.

tion über die Ermittlung der Netzentgelte beizufügen. Diese Dokumentation enthält die Darlegung der Kosten und Erlöslage des letzen abgeschlossenen Geschäftsjahres, die Grundlagen zur Ermittlung der Netzentgelte, die Höhe der entrichteten Konzessionsabgabe und einen Anhang im Sinne von § 28 Abs. 2 EnWG.

353. Nachdem die Daten bei der Bundesnetzagentur eingegangen sind, erhalten die Unternehmen eine schriftliche Bestätigung des Antrags (§ 23a Abs. 3 Satz 5 EnWG) und werden gegebenenfalls zur Nachlieferung fehlender Daten aufgefordert. Anschließend werden die Angaben geprüft und der genehmigungsfähige Kostenblock ermittelt. Gemäß § 1 StromNEV sind generell nur die bilanziellen und kalkulatorischen Kosten eines Netzbetreibers anzusetzen, die den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Mit diesem Effizienzmaßstab knüpft der Gesetzgeber an die Vorgabe des § 21 Abs. 2 EnWG an.

354. Nach § 21 Abs. 3 EnWG kann die Regulierungsbehörde bei der Beurteilung der Kosteneffizienz in regelmäßigen zeitlichen Abständen einen Vergleich der Kosten der Netzbetreiber durchführen, wobei die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens für die kostenorientierte Entgeltbildung zu berücksichtigen sind. In Teil 3 der Stromnetzentgeltverordnung (§§ 22 bis 26) wird die Vorgehensweise beim Vergleichsverfahren genauer geregelt. Danach hat der Vergleich getrennt nach Netz- und Umspannebene zu erfolgen (§§ 22 Abs. 1 Satz 1, 23 Abs. 1 StromNEV). Vergleichsgegenstände können die Netzentgelte, Erlöse aus Netzentgelten oder Kosten sein (§§ 22 Abs. 1 Satz 2, 23 StromNEV). Nach § 24 Abs. 1 StromNEV sind ausgehend von der Hochspannungsebene für jede Netz- und Umspannebene sechs Strukturklassen zu bilden. Bei der Kategorisierung dieser Vergleichsklassen wird nach hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte einer Netz- oder Umspannebene und nach der Belegenheit des Netzes in den neuen Bundesländern (Strukturklasse Ost) oder alten Bundesländern (Strukturklasse West) unterschieden.

355. Nachdem die anrechenbaren Kosten von der Regulierungsbehörde festgestellt sind, erhalten die Unternehmen ein Anhörungsschreiben, das ihnen die Möglichkeit zur Stellungnahme gibt. Darüber hinaus werden ihnen Anmerkungen zur Kostenträgerrechnung übermittelt, die sich unter anderem auf Mindestanforderungen und Qualitätsstandards für die Umsetzung der anzuerkennenden Kosten in Entgelte beziehen. Nachdem die Unternehmen zu eventuellen Diskrepanzen von beantragten und genehmigten Entgelten Stellung genommen haben, teilt ihnen die Bundesnetzagentur den genehmigungsfähigen Kostenblock mit. Ausgehend von diesem Kostenblock haben die Unternehmen unverzüglich ein Preisblatt zu erstellen, auf dessen Basis die Bundesnetzagentur den Genehmigungsbescheid erteilt.[273] Dabei stellen nach § 23a Abs. 2 Satz 2 EnWG die genehmigten Entgelte Höchstpreise dar. Sie dürfen nur überschritten werden, wenn die Überschreitung ausschließlich aufgrund der Weitergabe nach Erteilung der Genehmigung erhöhter Kostenwälzungssätze einer vorgelagerten Netz- oder Umspannstufe erfolgt. Dies ist für die Verteilnetzbetreiber relevant, da sie die Engelte für die Nutzung der vorgelagerten Netzebenen als Kosten bei der Entgeltgenehmigung voll geltend machen. Nach § 71a EnWG sind die Netzentgelte für die Nutzung der vorgelagerten Netzebenen, die im Netzentgelt des Verteilnetzbetreibers enthalten sind, von den Landesregulierungsbehörden zunächst zugrunde zu legen. Dies kann sich ändern, wenn die bisherigen Netzentgelte der vorgelagerten Ebene durch eine sofort vollziehbare oder bestandskräftige Entscheidung der Bundesnetzagentur oder ein rechtskräftiges Urteil an Gültigkeit verlieren. Falls hierdurch eine Überschreitung des eigenen genehmigten Entgelts hevorgerufen wird, ist diese Überschreitung der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen. Mit der Entrichtung des Netzentgelts wird nach § 3 Abs. 2 StromNEV die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, sowie aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten.

[273] Gemäß § 23a Abs. 2 Satz 1 EnWG ist die Genehmigung der Netzentgelte zu erteilen, wenn die Entgelte den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und den Rechtsverordnungen entsprechen, die auf Basis des § 24 EnWG erlassen wurden. Im Strombereich stellt die Stromnetzentgeltverordnung die entsprechende Rechtsverordnung dar.

356. Im Anschluss an die erfolgte Genehmigung haben die Netzbetreiber ihre Preise auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und sie jedermann auf Anfrage unverzüglich in Textform mitzuteilen (§ 27 StromNEV).[274] Darüber hinaus sind die bisherigen Netzentgelte unverzüglich an das Niveau der genehmigten Entgelte anzupassen. Die Ergebnisse der Entgeltgenehmigung werden von der Bundesnetzagentur in ihrem Amtsblatt und im Internet bekannt gegeben. Die Bekanntmachungen enthalten die Strukturklassenbildung, die Medianwerte als Durchschnittswerte der Kosten pro Leitungslänge für jede Strukturklasse und die Kosten jedes einzelnen Netzbetreibers gemäß der Reihenfolge in der jeweiligen Strukturklasse. Durch diese Veröffentlichung wird dem Ziel Rechnung getragen, die Markttransparenz für alle Netzbetreiber, die Netznutzer und die Öffentlichkeit zu erhöhen.

3.5.5.2 Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörden

357. Im Vorfeld der ersten Genehmigungsrunde hatte die Bundesnetzagentur für den Strombereich Daten im Zeitraum vom 22. September bis 1. November 2005 erhoben. Diese Daten beinhalteten die Absatzdichte, die installierte Leistung, die Kosten je Kilometer Leitungslänge, die Kosten je Megavoltampere installierter Leistung, die Kosten der Netzebene (vor Kostenwälzung), die Kosten der Umspannebene (vor Kostenwälzung), die Leitungslänge, die Gesamtentnahme aus Netz- und Umspannebene, die geographische und versorgte Fläche. Die Daten betrafen das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr vor der Erhebung, somit das Jahr 2004. Die

[274] Die Netzbetreiber erstellen in diesem Zusammenhang ein sog. Preisblatt mit den geltenden Tarifen.

Daten wurden im Rahmen des Vergleichsverfahrens so aufbereitet, dass die ermittelten Kennzahlen einen Vergleich der Netzbetreiber – unabhängig von der Unternehmensgröße – möglich machten. Als maßgebliches Effizienzkriterium dienten die Kosten pro Kilometer Leitungslänge. Im August 2006 wurden die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens veröffentlicht. Sie legten gravierende Kostenunterschiede innerhalb der gebildeten Vergleichsklassen offen.[275] Besonders große Kostenunterschiede wiesen die Hochspannungsnetze der Strukturklasse West, Absatzdichte mittel auf. Hier lag der Minimalwert bei 7 040 Euro/km Leitungslänge, während der Maximalwert bei 233 830 Euro/km Leitungslänge lag. Somit ergab sich eine Spanne von 226 790 Euro/km Leitungslänge. Der Maximalwert der erhobenen Kosten betrug in diesem Fall 3 322 Prozent des Minimalwertes. Der Median lag bei 49 058 Euro/km Leitungslänge. Selbst im Niederspannungsnetz der Strukturklasse Ost, das mit einer Spanne von 3 575 Euro/km Leitungslänge einen vergleichsweise geringen absoluten Differenzbetrag aufwies, stellte dieser noch das 1,4fache des Medianwertes in dieser Kategorie dar. Der Maximalwert der erhobenen Kosten betrug hier noch immer 279 Prozent des Minimalwertes. Die größten Abweichungen ließen sich bei niedriger und mittlerer Absatzdichte in der Strukturklasse West finden. Aus den Ergebnissen des Vergleichsverfahrens folgert die Bundesnetzagentur, dass sich die Kostenunterschiede innerhalb der Strukturklassen primär auf die Ineffizienzen beim Netzbetrieb zurückführen lassen. Diese Erkenntnisse wurden von den Regulierungsbehörden gemäß den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes in den Entgeltgenehmigungsverfahren berücksichtigt.

358. Für die erste Entgeltgenehmigungsrunde hatten die Netzbetreiber ihren Genehmigungsantrag gemäß § 118 Abs. 1b EnWG innerhalb von drei Monaten nach dem Inkrafttreten der Stromnetzentgeltverordnung, also spätestens bis zum 29. Oktober 2005, bei den zuständigen Regulierungsbehörden einzureichen. Die Netzentgelte waren auf Grundlage der Daten des Geschäftsjahres 2004 zu beantragen. Am 5. Oktober 2005 hatte die Bundesnetzagentur auf Basis des § 30 Abs. 1 Nr. 6 StromNEV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG eine Festlegung über zusätzliche Anforderungen an die Struktur und den Inhalt des Berichts nach § 28 StromNEV und dessen Anhang getroffen.[276]

359. Die Bundesnetzagentur hatte über die Netzentgeltanträge aller vier Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber zu befinden, sofern an ihr Netz mehr als 100 000 Kunden unmittelbar und mittelbar angeschlossen sind oder sich das Verteilnetz über die Grenzen eines Bundeslandes hinaus erstreckt (§ 54 Abs. 2 EnWG im Umkehrschluss). Darüber hinaus wurden durch Verwaltungsabkommen mit den Bundesländern Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen im Wege der Organleihe bestimmte Aufgaben aus dem Energiewirtschaftsgesetz übertragen. Diese betrafen insbesondere die Ex-ante-Entgeltregulierung der originär in den Aufgabenbereich dieser Bundesländer fallenden Verteilnetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur hatte in der ersten Entgeltrunde 256 Anträge zu bearbeiten, wobei 101 in die originäre Zuständigkeit des Bundes und 155 auf die Organleihe entfielen. Alle übrigen Anträge der insgesamt nahezu 900 Netzbetreiber fielen in den originären Zuständigkeitsbereich der übrigen Bundesländer und waren somit von den zuständigen Landesregulierungsbehörden zu prüfen. Am 1. November 2005 begann die Bundesnetzagentur schließlich mit der Prüfung der eingegangen Netzentgeltanträge. Nach einer ersten Sichtung der Anträge forderte die Bundesnetzagentur fehlende Daten nach. Das Nachfordern der Daten war insofern bedeutsam, als den Regulierungsbehörden gemäß § 23a Abs. 4 Satz 2 EnWG nach Eintreffen der vollständigen Unterlagen eine Frist von maximal sechs Monaten zum Erlass der Entscheidung über die beantragten Netzentgelte eingeräumt wird. Trifft die Regulierungsbehörde innerhalb dieser Frist die Entscheidung nicht, so gilt das beantragte Netzentgelt unter dem Vorbehalt des Widerrufs für einen Zeitraum von einem Jahr als genehmigt (sog. Genehmigungsfiktion, § 23a Abs. 4 Satz 2 EnWG).

360. Aufgrund der Vielzahl der Anträge und unvollständiger Angaben gelang es der Bundesnetzagentur erst am 6. Juni 2006, den ersten Entgeltgenehmigungsbescheid an den Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET) zu erteilen.[277] Hierbei wurden etwa 18 Prozent der von der VET beantragten Kosten gekürzt. Sieben Monate später – im Januar 2007 – hatte die Bundesnetzagentur erst 80 von insgesamt 256 Netzentgeltgenehmigungsverfahren beschieden.[278]

361. Dabei konzentrierte sich die Regulierungsbehörde auf bestimmte Prüfungsschwerpunkte wie die Abweichungen zwischen den geltend gemachten Plan- und Ist-Werten, die kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer. Zunächst wurden die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur geprüft. Anschließend wurden die Anträge großer Regionalnetzbetreiber beschieden. Diese Vorgehensweise wurde mit dem großen Anteil der Netzkosten dieser Netzbetreiber am zu genehmigenden Gesamtkostenvolumen begründet. Infolgedessen spiegelten die bis dato beschiedenen 80 Anträge etwa 80 Prozent der

---

[275] BNetzA, Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens, Pressemitteilung vom 24. August 2006, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/40d83c48f55161589a61551f2c135e2e,0/Archiv_ Pressemitteilungen/PM_2__6_-_Juni-August_2wd.html#8981. (Stand 22 August 2007)

[276] BNetzA, Festlegung in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 und 2 EnWG vom 5. Oktober 2005, BK3-05/051, URL: www.bundesnetzagentur.de/media/archive/3633.pdf. (Stand 24. August 2007)

[277] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 6. Juni 2006, BK 8-05/019, Erste Genehmigung der Bundesnetzagentur für Stromnetzentgelt, Pressemitteilung vom 8. Juni 2006, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/938598d3d0a28186ac2d730daa30bc18,0/Archiv_ Pressemitteilungen/ PM_2__6_-_Juni-August_2wd.html#8554. (Stand 24. August 2007)

[278] Diese und alle weiteren Angaben zu dem Stand der Genehmigung vom VDEW.

in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallenden Netzkosten wider.[279] Weitere sieben Monate später – im August 2007 – befanden sich noch immer sechs Anträge regionaler Unternehmen in Bearbeitung.[280] Auch bei den Netzentgeltgenehmigungsverfahren der Landesregulierungsbehörden kam es z. T. zu erheblichen Verzögerungen. So hatte die Landeregulierungsbehörde Nordrhein-Westfalen im November 2006 erst zwei Genehmigungen von 88 Anträgen der Netzbetreiber erteilt, in Bayern waren zu diesem Zeitpunkt 26 von 230 Anträgen genehmigt. Am 30. Juni 2007 hatten alle Landesregulierungsbehörden mit Ausnahme von Bayern und Nordrhein-Westfalen die Netzentgeltanträge beschieden. Mit einem Viertel aller Anträge in Nordrhein-Westfalen war der Anteil der nicht beschiedenen Anträge beachtlich.

362. Die Bundesnetzagentur hatte insgesamt über ein Kostenvolumen von etwa 18,2 Mrd. Euro zu entscheiden. Hinzu kamen etwa 6 Mrd. Euro, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz an zusätzlichen Netzkosten als durchlaufende Posten anfielen. Insgesamt hatte das Kostenvolumen, über das die Bundesnetzagentur zu befinden hatte, einen etwa 80-prozentigen Anteil an den gesamten Netzkosten aller Netzbetreiber in der Bundesrepublik Deutschland. Im Durchschnitt betrugen die Netzentgeltkürzungen der Bundesnetzagentur 13 Prozent des beantragten Entgelts, was im Strombereich zu einer Kürzungssumme von etwa 2 Mrd. Euro führte.[281] Die Kostenkürzungen differierten dabei zwischen den Unternehmen sehr stark. In Einzelfällen betrugen die Kostenkürzungen der Bundesnetzagentur bis zu 20 Prozent. Auch von allen Landesregulierungsbehörden wurden die beantragten Entgelte zum Teil erheblich gekürzt. Während die Kürzungen in Sachsen mit etwa 6 Prozent am niedrigsten ausfielen, waren sie in Hessen mit etwa 20 Prozent des beantragten Netzentgeltes am höchsten.[282]

363. Die Kostensenkungen resultieren nach Angaben der Bundesnetzagentur überwiegend aus den unterschiedlichen methodischen Ansätzen zur Ermittlung der kalkulatorischen Kostenpositionen, die von den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur angewendet wurden. Die Nichtanerkennung geltend gemachter Kosten führt in aller Regel zu einer Absenkung der Netzentgelte, die aber in den einzelnen Nutzerbereichen und je nach Nachfragestruktur der Kunden unterschiedlich hoch ausfallen. Vor diesem Hintergrund verwies die Bundesnetzagentur darauf, dass ein „bloßer Vergleich der Kürzungsprozentsätze [...] jedoch nur bedingt aussagekräftig" sei.[283]

364. Um die Auswirkungen der Kostensenkung auf die einzelnen Nachfragergruppen für einen späteren Vergleich transparenter zu machen, führte die Bundesnetzagentur bereits im Rahmen ihres ersten Monitoringberichts eine Erhebung des Einzelhandelspreisniveaus und der Preisbestandteile mit Stand vom 1. April 2006 durch. Hierbei unterschied sie gemäß den Definitionen des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften (Eurostat) in die typischen Stromkundenkategorien Ig (Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr)[284], Ib (Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr)[285] und die Dc (Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh/Jahr)[286]. Befragt wurden hierzu Großhändler und Lieferanten. Am 1. April 2007 hat die Bundesnetzagentur die Daten erneut erhoben. Zu diesem Zeitpunkt wurden bereits teilweise die genehmigten Netzentgelte der ersten Netzenengeltgenehmigungsrunde eingepreist. In Tabelle 3.12 sind die durchschnittlich mengengewichteten Einzelhandelspreise inklusive Steuern und Abgaben für die skizzierten Kundengruppen aufgeführt. Dabei stehen die Vorjahrespreise (1. April 2006) in Klammern unter den Preisen vom 1. April 2007. In der diesjährigen Erhebung wurde erstmalig bei der Kundenkategorie Dc zwischen dem allgemeinen Tarif, der innerhalb der Grundversorgung zu bezahlen ist, und dem Tarif außerhalb der Grundversorgung unterschieden. Bei den beiden gewerblichen Kundenkategorien Ig und Ib wurde eine Differenzierung nach dem ermäßigten Steuersatz für das Produzierende Gewerbe und dem Regelsteuersatz, der für die übrigen Unternehmen zu zahlen ist, vorgenommen.

365. Die Spalte 3 in Tabelle 3.12 macht deutlich, dass die Netzkosten bei den Haushaltskunden sowohl anteilig als auch absolut am höchsten sind. Innerhalb dieser Kategorie sind die Netzkosten von 7,3 ct/kWh auf 6,34 ct/kWh gesunken. Insgesamt ist der durchschnittliche mengengewichtete Stromeinzelhandelspreis jedoch von 18,89 ct/kWh auf 20,12 ct/kWh (allgemeiner Tarif) bzw. 19,94 ct/kWh gestiegen. Mit der Steigerung der Abnahmemenge und der geringeren Zahl an beanspruchten Netzebenen (z. B. durch die Abnahme aus dem Mittelspannungsnetz) sinken die Netzkosten absolut und anteilig. Während der durchschnittliche mengengewichtete Stromeinzelhandelspreis bei kleineren Gewerbekunden sowohl mit dem ermäßigten als auch mit dem regulären Steuersatz leicht gestiegen

---

[279] Vgl. BNetzA,Stellungnahme vom 1. März 2007, Anlage 2, S. 1.

[280] Vgl. o.V., Netzagentur kappt Netzentgelte um 2,5 Milliarden Euroo, Gaskunden sollen Lieferanten einfacher wechseln können, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 21. August 2007, S. 14.

[281] Vgl. ebenda.

[282] Vgl. PWC Energie-Forum (Hrsg.), Ergebnisse der 1. Regulierungsrunde, 26. bis 27. April 2007, S. 3.

[283] BNetzA, InfoBrief 01/2007, Stand der Genehmigungsverfahren für die Gas- und Stromnetzentgelte, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/8181332902446a73e922bf3a25e59c06,d0d2d85f747263 6964092d0936333139/ss/2_7/Stand_der_Genehmigungsverfahren_ fuer_die_Gas-_und_Stromnetzentgelte_3gi.html. (Stand 24. August 2007)

[284] Diese Kundengruppe hat eine Jahreshöchstlast von 4 000 kW und eine Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden. Sie wird aus dem Mittelspannungsnetz (10 oder 20 kV) versorgt.

[285] Diese Kundengruppe hat eine Jahreshöchstlast von 50 kW und eine Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden. Die Versorgung erfolgt aus dem Niederspannungsnetz (0,4 kV). Sofern in der Kundenkategorie Ib keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert für Ib auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.

[286] Von dieser Kundengruppe werden 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom) nachgefragt. Die Versorgung erfolgt aus dem Niederspannungsnetz (0,4 kV). Die typische Größe der Wohnung (Standardwohnung) beträgt 90 m². Sofern in der Kundenkategorie Dc keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert für Dc auf der Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben.

ist, sind die Einzelhandelspreise der größeren Gewerbekunden (sowohl regulär als auch ermäßigt) leicht gesunken. Die Bundesnetzagentur hat am Beispiel der Haushaltskunden (Dc) aufgezeigt, wie sich der Einzelhandelspreis zusammensetzt. Dabei hat sich der Anteil der Netzkosten von fast 38,64 Prozent auf 31,52 Prozent verringert. Auch der Anteil der Abgaben ist um 0,31 Prozentpunkte auf 12,82 Prozent leicht gesunken. Die Strombezugskosten sind hingegen um mehr als fünf Prozentpunkte von 23,77 Prozent auf 29,57 Prozent gestiegen. Der Anteil der Steuern hat sich ebenfalls um etwa 1,5 Prozentpunkte auf 26,09 Prozent erhöht. Insgesamt ist der Anteil von Steuern und Abgaben am Stromeinzelhandelspreis privater Verbraucher mit fast 40 Prozent erheblich.

366. Die anteilige Zusammensetzung des Stromeinzelhandelspreises der Kundenkategorie Dc lässt den Schluss zu, dass die gesunkenen Netzentgelte die gestiegenen Großhandelspreise und Steuererhöhungen nicht kompensieren konnten.

Die genehmigten Entgelte der Bundesnetzagentur sind unter dem Vorbehalt des Widerrufs im Strombereich bis zum 31. Dezember 2007 gültig.[287] Aufgrund der verspäteten Einführung der Anreizregulierung wurde ein zweites Entgeltgenehmigungsverfahren auf Basis einer Kostenkontrolle notwendig. Für dieses zweite Genehmigungsverfahren hatten die Stromnetzbetreiber ihre Anträge spätestens bis zum 1. Juli 2007 einzureichen.[288] Mit Ausnahme von etwa 20 Unternehmen wurde diese Frist von allen Netzbetreibern eingehalten. Kleinere regionale Netzbetreiber haben sich mit den Regulierungsbehörden auf ein vereinfachtes Verfahren geeinigt, durch das ihnen die bereits erteilte Genehmigung der ersten Runde bis zum Ende der zweiten Entgeltgenehmigungsrunde (31. Dezember 2008) weiter erteilt wird.[289] Die Kosten, die im Rahmen dieser zweiten Entgeltgenehmigungsrunde anerkannt werden, bilden nach den Wünschen des Bundeswirtschaftsministeriums die Ausgangsbasis für den Erlöspfad, der am 1. Januar 2009 mit Einführung der Anreizregulierung relevant wird.[290]

[287] Dies gilt mit Ausnahme der Genehmigung, die an die Vattenfall Europe Transmission GmbH erteilt wurde. Diese wurde, wie von der VET beantragt, auf den 31. Dezember 2006 befristet. Vgl. BNetzA, Beschluss vom 6. Juni 2006, BK 8-05/019, S. 40.

[288] BNetzA, InfoBrief 01/2007, Stand der Genehmigungsverfahren für die Gas- und Stromnetzentgelte, URL: http:// www.bundesnetzagentur.de/enid/8181332902446a73e922bf3a25e59c06,d0d2d85f747 2636964092d0936333139/ss/2__7/Stand_der_Genehmigungsverfahren _fuer_die_Gas-_und_Stromnetzentgelte_3gi.html. (Stand 24. August 2007)

[289] Vgl. o.V., Netzagentur kappt Netzentgelte um 2,5 Milliarden Euro, Gaskunden sollen Lieferanten einfacher wechseln können, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 21. August 2007, S. 14.

[290] BNetzA, InfoBrief 01/2007, Stand der Genehmigungsverfahren für die Gas- und Stromnetzentgelte, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/8181332902446a73e922bf3a25e59c06,d0d2d85f747263 6964092d0936333139/ss/2__7/Stand_der_Genehmigungsverfahren_ fuer_die_Gas-_und_Stromnetzentgelte_3gi.html. (Stand 24. August 2007]

Tabelle 3.12

Stromeinzelhandelspreise 2007
(Vergleichswerte von 2006 in Klammern)

	Durchschnittliche mengengewichtete Strom-Einzelhandelspreise	**Durchschnittliche mengengewichtete Strom-Netzkosten**
Dc (Allgemeine Preise/ Allgemeiner Tarif)	20,12 ct/kWh (18,89 ct/kWh)	6,34 ct/kWh (7,30 ct/kWh)
Dc (außerhalb Grundversorgung)	19,94 ct/kWh (18,89 ct/kWh)	6,28 ct/kWh (7,30 ct/kWh)
Ib mit ermäßigter Stromsteuer	18,87 ct/kWh (18,44 ct/kWh)	5,49 ct/kWh (6,38 ct/kWh)
Ib mit Regelsteuersatz	19,75 ct/kWh (19,35 ct/kWh)	5,49 ct/kWh (6,37 ct/kWh)
Ig mit ermäßigter Stromsteuer	10,95 ct/kWh (11,12 ct/kWh)	1,51 ct/kWh (1,65 ct/kWh)
Ig mit Regelsteuersatz	11,95 ct/kWh (12,14 ct/kWh	1,53 ct/kWh (1,70 ct/kWh)

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 35 f.

3.5.6 Kritische Würdigung der Kostenregulierung

3.5.6.1 Generelle Anmerkungen

367. Zur Bewertung der Kostenkürzung wäre es auch von Interesse gewesen, wie sich die Netzentgelte im Vergleich zu denjenigen Netzentgelten entwickelt haben, die aus den vorangegangen Verbändevereinbarungen resultierten.[291] So wurden von der Bundesnetzagentur zwar die Kürzungen im Vergleich zu den beantragten Netzentgelten bekannt gegeben, jedoch gab es keine Angaben zu den Entgelten, die bis zum Inkrafttreten des ersten ex ante genehmigten Entgelts gültig waren. Positiv ist jedoch zu bewerten, dass die Bundesnetzagentur die Preiszusammensetzung und -entwicklung für die drei Eurostat-Kundenkategorien Dc, Ig und Ib angibt. Da sich die Entgelte der ersten Genehmigungsrunde auf die Daten des Geschäftsjahres 2004 beziehen, ist noch nicht abzusehen, wie sich die Netzentgelte entwickeln, wenn als Basis des Entgeltgenehmigungsverfahrens die Daten der Geschäftsjahre genommen werden, in denen auf Seiten der Unternehmen bereits Kosten durch die regulatorischen Auflagen anfielen. Die Kosten, die sich durch regulatorische Auflagen ergeben, können über weite Strecken im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens geltend gemacht werden. Deshalb lässt sich annehmen, dass sie die Netzentgelte der zweiten Genehmigungsrunde erhöhen werden. Es ist jedoch fraglich, ob die Ineffizienzen, die bei den Netzbetreibern aufgedeckt und durch Nichtanerkennung der jeweiligen Kosten sanktioniert werden, die zusätzlichen Regulierungskosten überkompensieren. Nur wenn dieser Fall eintritt, wird es zu nachhaltigen Netzentgeltkürzungen kommen.

368. Generell steht die Monopolkommission einer kostenorientierten Entgeltkontrolle – sei es ex post oder ex ante – kritisch gegenüber. Die Probleme, die eine Kostenkontrolle verursacht, hat sie bereits in mehreren Gutachten ausführlich diskutiert.[292] Vor diesem Hintergrund und dem baldigen Übergang zur Anreizregulierung soll diese Diskussion im vorliegenden Gutachten nicht erneut geführt werden.

369. Abgesehen von den Gefahren ökonomischer Ineffizienzen, die eine Kostenregulierung mit sich bringt, sieht die Monopolkommission besonders kritisch, dass die Kalkulationsprinzipien der Entgeltbestimmung in der Stromnetzentgeltverordnung im Wesentlichen auf den Kalkulationsprinzipien der Verbändevereinbarung zur Elektrizität beruhen. So lehnt sich § 24 StromNEV an die Strukturklassen und das darauf aufbauende Vergleichsmarktkonzept an, das in der 3. Verbändevereinbarung (VV II plus) eingeführt wurde. Darüber hinaus wurde der Gleichzeitigkeitsgrad (§ 16 StromNEV) als Faktor der Netzentgeltermittlung bereits aus der ersten Verbändevereinbarung des Jahres 1998 übernommen. Da bei der Verbändevereinbarung keine Vertreter der Haushaltskunden anwesend waren, liegt die Vermutung nahe, dass neben den Interessen industrieller Verbraucher insbesondere die Interessen der Elektrizitätsversorger vertreten wurden. Diese Vermutung wird dadurch verstärkt, dass die Verbändevereinbarung auf die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers abstellte.

370. Zwar ist die Maßgabe des § 21 Abs. 2 EnWG generell zu begrüßen, durch den die Entgeltbildung auf Grundlage der Kosten der Betriebsführung eines effizienten und vergleichbaren Netzbetreibers zu erfolgen hat. Diesem Effizienzgedanken widerspricht jedoch die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze in der Stromnetzentgeltverordnung. Die Monopolkommission hatte bereits in ihrem letzten Hauptgutachten angemahnt, dass diese Festlegung mit der Setzung von Anreizen für eine effiziente Leistungserstellung nicht vereinbar ist.[293] Auch die Erfahrungen der ersten Entgeltregulierungsrunde machen deutlich, dass sich der angestrebte Effizienzmaßstab in der praktischen Regulierung nur schwer umsetzen lässt. So gelang es den Regulierungsbehörden aufgrund des Personalmangels und des damit in Verbindung stehenden Zeitdrucks bei der Kostenprüfung nicht einmal, alle Kostenstrukturparameter zu prüfen. Vielmehr konzentrierten sich die Behörden auf bestimmte Prüfungsschwerpunkte wie die Abweichungen zwischen den geltend gemachten Plan- und Istwerten, die kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer. Darüber hinaus bestand auch keine Möglichkeit, sich bei den jeweiligen Unternehmen vor Ort ein Bild von der angegebenen Kosten- und Erlöslage zu machen. Ökonomischen Ineffizienzen und der Gefahr der Ausbeutung kann mit der bisher praktizierten Entgeltgenehmigung nicht in hinreichendem Maße begegnet werden. Bei der bisherigen Kostenregulierung wurde ein Effizienzvergleich nur in rudimentären Ansätzen vorgenommen. Die Gefahr der Ausbeutung entsteht vor allem durch die Anerkennung der Kosten für Ausgleichsenergie im Rahmen der Netzentgelte, wie bereits in Abschnitt 3.5.4.4 diskutiert.

3.5.6.2 Dauer der ersten Entgeltgenehmigungsrunde

371. Neben der generellen Problematik einer kostenorientierten Entgeltregulierung ist die Dauer der Verfahren der ersten Entgeltgenehmigungsrunde problematisch. Eine umfangreiche Kostenprüfung erfordert einen hohen Personal- und Zeitaufwand bei Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Beratern, der im Vorfeld des ersten

[291] Im Rahmen der Bekanntmachung der Netzentgeltgenehmigungen wäre es zudem auch wünschenswert, alle Bescheide und nicht nur die ersten Netzentgeltbescheide der vier Übertragungsnetzbetreiber zum Download im Internet zur Verfügung zu stellen, um so eine höhere Verfahrenstransparenz zu gewährleisten. In späteren Verfahren wurden nur die Preisblätter zum Download bereitgestellt.

[292] Vgl. Monopolkommission, Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel? Zur Novellierung des GWB, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 18 ff.; Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 19, 32 ff.; Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1171 ff. ; Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 782 ff.

[293] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 33.

Genehmigungsverfahrens unterschätzt wurde. Insbesondere die Landesregulierungsbehörden und kleinere Netzbetreiber waren mit der inhaltlichen Komplexität der Genehmigungsverfahren und dem erhöhten Prüfungsaufwand, der sich durch die Vielzahl an Netzbetreibern ergab, überfordert. Einige Landesregierungen hatten sich auch deshalb bereits im Vorfeld dazu entschieden, diese Regulierungsaufgaben auf die Bundesnetzagentur zu übertragen. Aber auch auf Seiten der Bundesnetzagentur kam es zu Verzögerungen bei der Bewältigung der zahlreichen Entgeltgenehmigungsverfahren im Strom- und Gassektor. Auch hier waren die Entgeltgenehmigungsverfahren der ersten Runde im August 2007 noch nicht abgeschlossen.

372. Als Grund für die deutlichen Verzögerungen wurden von der Bundesnetzagentur neben der hohen Arbeitsbelastung die teilweise schlechte Qualität der gelieferten Daten – insbesondere von kleineren Netzbetreibern – genannt. Die Unterlagen hätten zahlreiche Schätzungen enthalten. Darüber hinaus habe erheblicher Beratungsbedarf bei den Unternehmen bestanden. Die kleineren Verteilnetzbetreiber fühlten sich hingegen von der zu erbringenden Datenfülle überfordert. Darüber hinaus kritisierten die Unternehmen die unkomfortablen Hilfsmittel zur Datenerfassung. Vor diesem Hintergrund ist die Einigung zwischen kleineren regionalen Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden auf die Verlängerung der Gültigkeit der genehmigten Netzentgelte der ersten Genehmigungsrunde bis zum 31. Dezember 2008 zu begrüßen.

373. Die Verzögerungen im Rahmen der Entgeltgenehmigungsrunde haben zur Folge, dass sich die erhofften positiven Wettbewerbseffekte erst mit einer erheblichen Verspätung einstellen können. Obwohl die Übertragungsnetzbetreiber und die großen regionalen Netzbetreiber noch im Jahr 2006 beschieden wurden und es dort im Vergleich zum Netzentgeltantrag zu deutlichen Kürzungen kam, wurden diese Kürzungen nicht sofort flächendeckend an den Letztverbraucher weitergegeben. Die Ursache lag darin, dass zahlreiche kleinere Verteilnetzbetreiber noch auf die Genehmigung der eigenen Entgelte warteten. Die geringeren Kosten für die Nutzung der vorgelagerten Netzebenen wurden erst nach erteilter Genehmigung der eigenen Netzentgeltanträge eingepreist. Hierdurch entstanden auf Seiten der Verteilnetzbetreiber bis zum Zeitpunkt der Genehmigung der eigenen Netzentgelte Sondergewinne.

3.5.6.3 Auskunftsbefugnisse und Rechtsunsicherheiten

374. Ein weiteres Problem ergab sich bei den Auskunftsbefugnissen der Bundesnetzagentur (§ 69 EnWG). Im Vorfeld der Erhebung von Netz- und Kostenstrukturdaten, welche die Bundesnetzagentur zum einen für den Effizienzvergleich gemäß § 21 Abs. 2 EnWG und zum anderen zur Vorbereitung des Berichts zur Anreizregulierung gemäß § 112 Abs. 1 Satz 3 EnWG nachfragte, hatten sich einige Netzbetreiber gegen das Auskunftsverlangen der Bundesnetzagentur gewendet. Dabei sahen sie die Wahrung ihrer Geschäftsgeheimnisse verletzt. Zu den Auskunftsbefugnissen der Bundesnetzagentur nahm der Bundesgerichtshof im Juni 2007 Stellung.[294] Er betonte, es sei grundsätzlich Sache der Bundesnetzagentur zu beurteilen, ob eine Auskunft für die Erstellung des Berichts erforderlich sei. Allerdings führte der Gerichtshof zugleich aus, dass diese Beurteilung im Hinblick auf § 83 Abs. 5 EnWG der uneingeschränkten richterlichen Kontrolle unterliege. Diese Rechtsprechung ist zu begrüßen, da nur durch die Erhebung detaillierter Kosten- und Strukturdaten ein Effizienzvergleich möglich wird.

375. Nach § 8 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen hat diese einen Länderausschuss mit den Landesregulierungsbehörden zu bilden, um die den Regulierungsbehörden nach § 54 EnWG übertragenen Aufgaben wahrzunehmen. Die Landesregulierungsbehörden können jeweils einen Vertreter in den Länderausschuss entsenden. Ziel des Länderausschusses ist es, gemäß § 64a EnWG durch eine Abstimmung zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden einen einheitlichen Vollzug zu gewährleisten. Die Abstimmung bei der Tätigkeit sollte darüber hinaus auch durch die Gründung des Arbeitskreises Netzentgelte forciert werden. Obwohl ein einheitlicher Vollzug anvisiert wurde, zeigt sich in der Regulierungspraxis eine zum Teil voneinander abweichende Vorgehensweise bei der Kalkulation der Stromnetzentgelte zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden sowie zwischen den einzelnen Landesregulierungsbehörden.

376. So unterschieden sich die Verfahren bei der Ermittlung der Gewerbesteuer. Darüber hinaus differierte die Anerkennung der Kosten nicht nur zwischen den Behörden, sondern auch bei derselben Behörde. Die Bundesnetzagentur erkannte die Plankosten im Rahmen der Genehmigung der Stromnetzentgelte an, während die Anerkennung bei den Gasnetzentgelten nicht erfolgte.

377. Die teilweise unterschiedlichen Auffassungen der Regulierungsbehörden sowie von Regulierungsbehörden auf der einen und Netzbetreibern und ihren Interessenvertretern auf der anderen Seite spiegeln sich auch in den Beschwerdeverfahren wider, die anlässlich des ersten Entgeltgenehmigungsverfahrens geführt wurden. Das Energiewirtschaftsgesetz sieht in Anlehnung an das allgemeine Kartellrecht für die Anfechtung von Entscheidungen, welche die Regulierungsbehörden erlassen, zunächst den Rechtszug zum Oberlandesgericht[295] (Beschwerde, § 75 ff. EnWG) und anschließend zum Bundesgerichtshof

---

[294] BGH, Beschlüsse vom 19. Juni 2007, KVR 16/06, 17/06 und 18/06. Im konkreten Verfahren hatten sich mehrere Gasfernleitungsbetreiber gegen ein Auskunftsverlangen der Bundesnetzagentur gewendet, mit der allen Betreibern von Gasversorgungsnetzen aufgegeben wurde, ins Einzelne gehende Angaben über Netzstrukturen und Kosten zu machen. Die Grundsätze dieser BGH-Entscheidung lassen sich auf sämtliche Fälle sowohl im Gas- als auch im Strombereich übertragen, in denen die Bundesnetzagentur Auskunftsanordnungen nach § 69 EnWG trifft.

[295] Für Entscheidungen der Bundesnetzagentur ist das Oberlandesgericht Düsseldorf zuständig und für Entscheidungen der Landesregulierungsbehörden das jeweils örtlich am Sitz der Behörde zuständige Oberlandesgericht (§ 75 Abs. 4 EnWG).

(Rechtsbeschwerde, § 86 ff. EnWG) vor. Weder die Beschwerde noch die Rechtsbeschwerde entfaltet aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1, § 88 Abs. 5 EnWG). Da das Hauptsacheverfahren mehrere Jahre in Anspruch nehmen kann, müssen sich die Unternehmen der Entgeltanordnung vorerst beugen, es sei denn, sie sind im sog. Eilrechtsschutz vor dem Beschwerdegericht, dem jeweils zuständigen Oberlandesgericht, erfolgreich (§ 77 Abs. 3 Satz 4, § 76 Abs. 3 i.V.m. § 72 EnWG).

378. Ein Grund für die Rechtsstreitigkeiten zwischen den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden bestand in divergierenden Auffassungen über die zulässige Verfahrensdauer. Gemäß § 23a Abs. 4 Satz 2 EnWG gilt das Netznutzungsentgelt unter dem Vorbehalt des Widerrufs für einen Zeitraum von einem Jahr als genehmigt, wenn die zuständige Behörde innerhalb von sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen keine Entscheidung trifft. Alle Verfahren der Bundesnetzagentur dauerten länger. Das Eintreten der Genehmigungsfiktion sechs Monate nach Antragstellung – spätestens zum 1. Mai 2006[296] – wurde jedoch von den Regulierungsbehörden mit der Begründung abgelehnt, dass die Anträge der Netzbetreiber unvollständig gewesen seien und Unterlagen nachgefordert werden mussten.

379. Darüber hinaus haben die Regulierungsbehörden verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die Netzentgelte für den Zeitraum vor der Genehmigungserteilung zu beeinflussen und im Ergebnis denjenigen anzugleichen, die laut Genehmigung künftig maßgeblich sein sollten. So erteilte etwa die Bundesnetzagentur die erste Stromnetzentgeltgenehmigung gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET) unter der Auflage, dass das Unternehmen die Differenz zwischen den bisher erhobenen Netzentgelten und den im Bescheid genehmigten Entgelten für den Zeitraum vom 1. November 2005 bis 30. Juni 2006 berechnet und diese Mehrerlöse kostenmindernd in der nächsten Kalkulationsperiode berücksichtigt. Die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg erließ dagegen Bescheide, in denen sie die Netzentgelte kürzte und ausdrücklich mit Wirkung für die Vergangenheit anordnete. In den betreffenden Fällen hatten die lokalen Stromnetzbetreiber die erstmalige Genehmigung ihrer Netzentgelte zum 1. Mai 2006 bzw. 1 Juli 2006 beantragt. Die Landesregulierungsbehörde setzte die Netzentgelte mit Rückwirkung zum 1. Januar 2006 fest. Ferner waren Einzelheiten bei der Kostenkalkulation umstritten, welche die Regulierungsbehörden angewendet haben. Um eine gerichtliche Klärung der umstrittenen Fragen herbeizuführen, legten einige Netzbetreiber gegen die Entgeltbescheide der Regulierungsbehörden Rechtsmittel ein.

380. In dem Beschwerdeverfahren, das der Übertragungsnetzbetreiber VET vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf gegen die Bundesnetzagentur führte, hatte das Unternehmen Eilrechtsschutz beantragt. Am 21. Juli 2006 nahm das Gericht im VET-Eilverfahren durch Beschluss sowohl zum Eintritt der Genehmigungsfiktion (Verfahrensdauer) als auch zur angeordneten Auflage der Mehrerlössaldierung Stellung[297]. Das Gericht entschied, dass es für die Frage, ob die Unterlagen vollständig im Sinne der § 23a Abs. 4 Satz 2 EnWG eingereicht seien und folglich die sechsmonatige Frist für die Genehmigungsfiktion zu laufen beginne, auf die Sach- und Rechtslage zum Zeitpunkt der Antragstellung ankomme, wobei das beantragende Unternehmen die Beweislast trage. Falls jedoch der Netzbetreiber und die Regulierungsbehörde über die Frage stritten, ob die Genehmigung der beantragten Netzzugangsentgelte als erteilt anzusehen sei, und die Regulierungsbehörde die Entgelte anderweitig festsetzte, läge darin im Zweifel ein Widerruf der fiktiven Genehmigung. Das Gericht stellt somit klar, dass die Regulierungsbehörde selbst im Falle des Eintritts der Genehmigungsfiktion nach § 23a Abs. 4 Satz 2 EnWG aufgrund des ausdrücklichen Widerrufsvorbehalts jederzeit einen neuen Bescheid erlassen kann, in dem sie geänderte Netzentgelte für die Zukunft festsetzt.

381. Die Auflage zur Mehrerlössaldierung stufte das Gericht dagegen als rechtswidrig ein. Die Bundesnetzagentur hatte argumentiert, VET sei aufgrund von § 32 Abs. 2 Satz 1 StromNEV spätestens seit Ende Oktober 2006 zur Entgeltbemessung nach den Grundsätzen der Verordnung und des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet gewesen. Die anschließend erhobenen Entgelte, die VET in der Höhe unverändert gelassen hatte, seien daher rechtswidrig und einer Mehrerlösabschöpfung zugänglich. Das Oberlandesgericht Düsseldorf teilte diese Auffassung nicht und verwies darauf, dass nach § 118 Abs. 1b Satz 2 StromNEV i.V.m. § 23a Abs. 5 EnWG das „Beibehaltendürfen“ der Entgelte unter bestimmten Voraussetzungen in der Übergangsphase vor Erlass der ersten Genehmigungsbescheide zulässig sei. Für die Befugnis zur Anordnung einer Mehrerlössaldierung hätte es einer ausdrücklichen gesetzlichen Grundlage bedurft. Gegen die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Entgeltberechnung hatte das Oberlandesgericht Düsseldorf dagegen keine rechtlichen Bedenken. Zwischenzeitlich hat es mit Beschluss vom 9. Mai 2007 seine Rechtsauffassung aus dem einstweiligen Rechtsschutzverfahren bestätigt. Neben dem für Entscheidungen der Bundesnetzagentur zuständigen Oberlandesgericht Düsseldorf haben sich auch andere Oberlandesgerichte mit den skizzierten Fragestellungen in Verfahren befasst, in denen regionale Stromnetzbetreiber Netzentgeltbescheide von Landesregulierungsbehörden angefochten haben.

382. Letztlich wird durch die Mehrerlössaldierung, die die Bundesnetzagentur gegenüber VET angeordnet und die das Oberlandesgericht Düsseldorf als rechtswidrig eingestuft hat, dasselbe Ergebnis erzielt und angestrebt wie durch die Festsetzung eines Netzentgeltbescheids, der sich ausdrücklich auch auf die Vergangenheit bezieht. Das Oberlandesgericht Stuttgart hat die durch die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg gegenüber lo-

[296] Wie sich aus § 118 Abs. 1 b EnWG ergibt, mussten die Stromnetzbetreiber spätestens bis zum 31. Oktober 2005 die Entgeltanträge bei der zuständigen Regulierungsbehörde einreichen.

[297] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 21. Juli 2006, VI-3 289/06 Kart.

kalen Stromnetzbetreibern angeordnete Rückwirkung der Netzentgeltgenehmigungen jedoch im einstweiligen Rechtsschutzverfahren nicht beanstandet[298]. Die Rückwirkung sei zwar im Gesetz nicht ausdrücklich vorgesehen, da weder § 23a noch § 118 Abs. 1b EnWG diese Frage explizit regelten. Den Zielsetzungen des Energiewirtschaftsgesetzes, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung im Wettbewerb sicherzustellen (§ 1 Abs. 1 und 2 EnWG), werde am besten Rechnung getragen, wenn auch eine Befugnis zur rückwirkenden Genehmigung bestehe. Nur so könnten Preissenkungen für die Vergangenheit durchgesetzt werden.

383. Uneinheitlich haben die Oberlandesgerichte über die Frage entschieden, ob die Regulierungsbehörden die Entgelte im Einzelnen richtig ermitteln. So hielt das Oberlandesgericht Koblenz die von den Regulierungsbehörden praktizierten Restwertermittlungen für unzulässig[299]. Das Oberlandesgericht Naumburg kritisierte dagegen Einzelheiten beim Vorgehen der Tagesneuwertermittlung und die zweifache Anwendung der 40-prozentige-Obergrenze bei der Eigenkapitalverzinsung[300]. Das Oberlandesgericht Düsseldorf widersprach hingegen dem Oberlandesgericht Naumburg in seinem Hauptsachebeschluss im VET-Verfahren ausdrücklich[301]. Dagegen wurde die restriktive Haltung der Regulierungsbehörden bei den Plankostenansätzen, den Kosten für die Beschaffung von Ausgleichsenergie und für die Fremdkapitalaufnahme über weite Strecken bestätigt. Bisher sind jedoch nicht alle Streitfragen letztinstanzlich geklärt worden.

384. Durch die unterschiedlichen Auffassungen der Gerichte blieb die Rechtsunsicherheit der Unternehmen im Vorfeld der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde bestehen. Auch den Regulierungsbehörden fehlt bei Einzelfragen zu den Netzentgeltgenehmigungsverfahren eine eindeutige Klärung. Der Fortbestand dieser Rechtsunsicherheit ist besonders problematisch, da die genehmigte Kostenbasis der Entgeltgenehmigungsrunde auch für die erste Periode der Anreizregulierung maßgeblich ist. Durch diese Kostenbasis wird das Erlösniveau für mehrere Jahre mitbestimmt. Vor diesem Hintergrund ist auf eine zügige letztinstanzliche Entscheidung über die offenen Fragen zu hoffen.

385. Zur Verringerung der Rechtsunsicherheiten kann auch die Vereinheitlichung der Entgeltregulierungspraxis von Bundesnetzagentur und den zuständigen Landesbehörden beitragen. Während die Monopolkommission eine differenzierte Behandlung von Unternehmen aufgrund struktureller Unterschiede begrüßt, sind Ungleichbehandlungen ohne sachlich gerechtfertigten Grund zu vermeiden. Zwar wurde von den Regulierungsbehörden am 7. März 2006 das „Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung“ veröffentlicht.[302] Dieses Positionspapier gibt jedoch keine einheitlichen Standards bei der Bewertung der Kostenpositionen vor und wurde erst vier Monate nach dem Ende der Abgabefrist für die Netzentgeltgenehmigungen veröffentlicht. Somit konnte es nicht zur Klärung offener Fragen beitragen, die sich im Vorfeld der Antragstellung bei den Unternehmen ergeben hatten. Die Regulierungsbehörden sollten sich – in Anlehnung an das im März veröffentlichte Positionspapier – auf einheitliche Standards zur Bewertung der Kostenpositionen verständigen, auf die sich die Netzbetreiber zukünftig einstellen können. Hierdurch würden nicht nur die Transaktionskosten auf Seiten der Unternehmen deutlich gesenkt. Auch den personell weniger stark ausgestatteten Landesregulierungsbehörden würde die Arbeit erheblich erleichtert.

3.5.6.4 Versorgungssicherheit

386. Generell lässt sich eine wettbewerbspolitische Aussage über die Höhe der Netzentgelte und das Senkungspotential nur machen, wenn bei der Bewertung auch Qualitätsaspekte wie die Versorgungssicherheit betrachtet werden. Nach Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) nimmt Deutschland auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit eine Spitzenstellung in Europa ein. So hätten die deutschen Stromkunden im Jahr 2006 nur durchschnittlich 19 Minuten auf die Stromversorgung verzichten müssen. Diese geringe „Stromausfallzeit“ entspreche einer Versorgungszuverlässigkeit von 99,996 Prozent. Eine Ursache für die Versorgungssicherheit liege in der engmaschigen Struktur des Versorgungsnetzes, wodurch es im europäischen Vergleich weniger störanfällig sei.

387. Zusätzlich ist die Netzqualität davon abhängig, in welchem Ausmaß Investitionen für den Erhalt, die Erneuerung und den Ausbau der Netze getätigt werden. Die deutschen Netzbetreiber investierten im Jahr 2006 mehr als 2 Mrd. Euro für Netzausbau- und Netzerhaltungsmaßnahmen.[303] Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurden für Ausbau/Erweiterung, Erneuerung und Instandhaltung der Übertragungsnetze 922 Mio. Euro investiert. Dabei entfielen 203 Mio. Euro auf den Ausbau bzw. die Erweiterung und etwa 207 Mio. Euro auf die Erneuerung der Netze. Der größte Anteil der Investitionen – 512 Mio. Euro – entfiel auf die Instandhaltung der Netze. Aufgrund der langen Nutzungsdauer von Netzen und Kraftwerken ist die Energiewirtschaft durch lange Investitionszyklen von 30 bis 40 Jahren gekennzeichnet. Darüber hinaus wird die Investitionsneigung der Unternehmen unter anderem durch exogene Schocks, die Erwartungen der Unternehmen, die rechtlichen Rahmenbedingungen, die Konsistenz der Regulierungstätigkeit und die konjunkturelle Entwicklung beeinflusst. Bei den Übertragungsnetz-

[298] OLG Stuttgart, Beschluss vom 9. November 2006, 205 EnWG 1/06.
[299] OLG Koblenz, Beschlüsse vom 4. Mai 2007, W 621/06 Kart., W 605/06 Kart., W 595/06 Kart.
[300] OLG Naumburg, Hinweisbeschluss vom 2. März 2007, 1 W 25/06.
[301] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 9. Mai 2007, VI-3 289/06.
[302] URL: www.smwa.sachsen.de/set/431/Positionspapiere.pdf. (Stand 31. August 2007]
[303] Vgl. VDEW, Strommarkt in Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung, Frankfurt a.M. 2007, S. 19.

betreibern war seit 2003 eine ansteigende Investitionstätigkeit zu beobachten. Ein besonders großer Sprung in der Investitionstätigkeit zeigte sich zwischen den Jahren 2005 und 2006. Während das Investitionsvolumen im Jahr 2005 bei 643 Mio. Euro lag, investierten die Übertragungsnetzbetreiber im Folgejahr 922 Mio. Euro in ihre Netze. Die Bundesnetzagentur erwartet, dass sich der positive Trend auch für den Zeitraum von 2008 bis 2016 fortsetzt.[304]

388. Den Qualitätsanforderungen der Netze soll auch durch den ersten Abschnitt des dritten Teils des Energiewirtschaftsgesetzes Rechnung getragen werden (insbesondere §§ 11 bis 14 EnWG). Nach § 11 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen. Auch diese Verpflichtung wird von der Bundesnetzagentur beaufsichtigt. Vor diesem Hintergrund wurden die Übertragungsnetzbetreiber dazu aufgefordert, ab Dezember 2006 quartalsweise Statusberichte über den Stand der in den Netzausbauberichten wesentlichen Netzausbauvorhaben zu übermitteln. Bei der Auswertung dieser Statusberichte stellte die Bundesnetzagentur fest, dass es beim Bau neuer Stromleitungen – insbesondere bei den Projekten des „Priority Interconnection Plan“ der EU-Kommission – zu Verzögerungen gekommen ist. Die Ursache dieser Verzögerungen liegt nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber primär in der mangelnden Akzeptanz der Bevölkerung und den sich daraus ergebenden langen Genehmigungsverfahren. Als Folge nehme der Bau einer Fernleitung etwa zehn Jahre in Anspruch und übersteige damit die Bauzeit der meisten Kraftwerksprojekte. Diese Verzögerungen können – nicht nur an den Grenzkuppelstellen, sondern auch innerhalb Deutschlands – zu Netzengpässen führen.

389. Neben der Netzausbauverpflichtung sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 Abs. 7 EnWG dazu verpflichtet, eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen. Die Bundesnetzagentur ist bis zum 31. August eines jeden Kalenderjahres über die Ergebnisse der Schwachstellenanalyse zu informieren. Nachdem diese Schwachstellenanalyse der Bundesnetzagentur im August 2006 das zweite Mal vorgelegt wurde, konnten offene Fragen zur Analyse von 2005 geklärt werden. Darüber hinaus wurden die Anregungen der Bundesnetzagentur im Rahmen der Schwachstellenanalyse aufgenommen. Genauere Details über die damit in Verbindung stehenden Maßnahmen gab die Bundesnetzagentur nicht bekannt. Gemäß § 12 EnWG haben die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich zweimal im Jahr einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen. Dieser Verpflichtung sind die Netzbetreiber erstmals im Februar 2006 nachgekommen. Bisher hat die Bundesnetzagentur noch keine Informationen dazu veröffentlicht, welche Schlüsse sie aus diesem Bericht für die Qualität der deutschen Übertragungsnetze zieht.

[304] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 178.

390. Auch die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen sind gemäß § 14 Abs. 1 i. V. m. § 12 Abs. 3a EnWG für die Sicherheit und Zuverlässigkeit ihres Netzes verantwortlich. Wie auch die Übertragungsnetzbetreiber sind die Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet, eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und die notwendigen Maßnahmen zum Beheben der Schwachstellen zu ergreifen. Zusätzlich hatten die Verteilnetzbetreiber erstmals zum 1. August 2006 einen Netzzustandsbericht und einen Bericht über die Netzausbauplanung bei der Regulierungsbehörde abzugeben. Von der Berichtspflicht befreit wurden dabei nur die Netzbetreiber, an deren Netz weniger als 10 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 EnWG hatten die Verteilnetzbetreiber mitzuteilen, ob sie ihren Berichtspflichten nachgekommen sind. Dabei ergab sich nachfolgendes Bild:

Tabelle 3.13

Berichtspflichten der Verteilnetzbetreiber

390 Verteilnetzbetreiber mit mehr als 10.000 Kunden	**Ja**	**Nein**	**Keine Angabe**
Durchführung einer Schwachstellenanalyse	155	226	9
Erstellung eines Netzzustandsberichts	283	95	12
Erstellung eines Netzausbauberichts	274	105	11

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 179

391. Über 25 Prozent der Verteilnetzbetreiber mit mehr als 10 000 angeschlossenen Kunden kamen ihren gesetzlichen Verpflichtungen zum Abfassen eines Netzausbau- und eines Netzzustandberichts nicht nach. Die geforderte Schwachstellenanalyse wurde von nur 40 Prozent der betroffenen Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Bundesnetzagentur weist zu Recht darauf hin, dass diese unzureichenden Analysen zu Fehleinschätzungen des Netzzustandes führen und somit eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgungssysteme zur Folge haben können. In diesen Fällen ist die Bundesnetzagentur gefordert, allgemeine Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG einzuleiten und gegebenenfalls Zwangsmaßnahmen anzuordnen. Sollten die Betreiber von Übertragungsnetzen ihre Berichte nicht, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig bei der Bundesnetzagentur vorlegen, so obliegt es ihr, gemäß § 95 Abs. 1a EnWG ein Bußgeldverfahren einzuleiten.

392. Abschließend kann der bisher praktizierten Netzentgeltregulierung attestiert werden, dass sie das Diskriminierungspotential beim Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen deutlich mindert und somit bereits einen wertvollen Beitrag zur Senkung der Marktzutrittsschranken leistet. Es bleibt jedoch anzumerken, dass die Netzentgelte für einen Energiehändler ohne eigenes Netz

einen echten Kostenfaktor darstellen, während sie z. B. für die Handelstöchter eines vertikal integrierten Verbundunternehmens den Charakter interner Verrechnungspreise haben.

3.6 Strompreise

393. Die Monopolkommission begrüßt, dass die Wechselbereitschaft der Haushaltskunden im Anschluss an den Wegfall der Bundestarifordnung Elektrizität zugenommen hat. Um die auch weiterhin überragende Marktstellung der Grundversorger in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet anzugreifen, bedarf es jedoch weiterer Aufklärungsmaßnahmen, wie sie bereits insbesondere von den Verbraucherschutzverbänden vorgenommen werden. Hier könnte z. B. auch das Bundeskartellamt – in Anlehnung an die bereits veröffentlichte Vergleichsliste der Gaspreise – einen wertvollen Beitrag leisten, indem es über das erhebliche Einsparpotential und die einfachen Wechselbedingungen informiert.

394. Der Einfluss auf eine Belebung des Wettbewerbs im gesamten Energiesektor, der von einer Erhöhung der Wechselbereitschaft der Haushaltskunden ausgeht, ist jedoch eingeschränkt. So hat die Vertriebsmarge der Grundversorger mit etwa 4 Prozent einen vergleichsweise geringen Anteil an den Einzelhandelspreisen von Haushaltskunden der „Kundenkategorie Dc“[305]. Neben den Netzkosten werden die Einzelhandelspreise maßgeblich von den Strombezugskosten beeinflusst. Deshalb kann aus dem Vorhandensein von unterschiedlichen Angeboten auf dem Endkundenmarkt nicht abgeleitet werden, dass die zur Wahl stehenden Strompreise nicht generell überhöht wären. Selbst bei einer hinreichenden Wettbewerbsintensität auf den Endkundenmärkten würde ein überhöhter Strombezugspreis, der sich auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz bildet, an die Endverbraucher weitergegeben. Ähnliches gilt für überhöhte Regelenergiepreise, von denen ein großer Teil über die Netzentgelte auf die Endkunden überwälzt werden kann.

3.6.1 Wegfall der Tarifpreisaufsicht

395. Am 1. Juli 2007 trat die Bundestarifordnung Elektrizität außer Kraft, die seit 1989 eine kostenbasierte Ex-ante-Preisaufsicht der „allgemeinen Tarife in der Niederspannung“ durch die Länder vorsah (§ 12 BTOElt).[306] Die Kontrolle wurde bis zu diesem Zeitpunkt von allen Bundesländern mit Ausnahme Baden-Württembergs durchgeführt. Eine Preisgenehmigung war nach § 12 Abs. 2 BTOElt an den Nachweis gebunden, dass die beantragten Preise in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind. Gemäß § 12 Abs. 3 Satz 1 BTOElt hatten die Grundversorger ihre Tarife mindestens drei Monate im Voraus bei der zuständigen Landesbehörde zu beantragen.[307]

396. Eine detaillierte Kostenprüfung der Entgeltanträge wurde von den Landesregulierungsbehörden mit ihren begrenzten personellen Ressourcen häufig nur dann vorgenommen, wenn das beantragte Entgelt deutlich von dem Durchschnitt aller beantragten Entgelte im jeweiligen Bundesland abwich. Im Falle einer eingehenderen Prüfung waren die dem Grundversorger tatsächlich entstandenen Kosten, insbesondere die der Beschaffung und/oder Produktion von Elektrizität, für die Tarifgenehmigung maßgeblich.[308] Die Genehmigung erfolgte ausschließlich auf Grundlage der Strommenge und der damit zusammenhängenden Kosten, die zum Genehmigungszeitpunkt bereits feststanden. Wie bereits erörtert, kaufen Grundversorgungsunternehmen zumeist den größten Anteil des Stroms, den sie im Folgejahr benötigen und nicht selbst erzeugen möchten bzw. können, bereits ein bis drei Jahre im Voraus ein. Vor der tatsächlichen Stromlieferung an die Endkunden im betreffenden Folgejahr findet eine „Feinjustierung“ durch die Grundversorger statt, indem die zusätzlich benötigte Strommenge kurzfristig z. B. am EEX-Spotmarkt bezogen wird.

397. Auf Basis der genehmigungsfähigen Kosten des Grundversorgers wurden die Tarife genehmigt, die nach Maßgabe der Bundestarifordnung Elektrizität lediglich Höchstpreise darstellen sollten. Von den Grundversorgern wurden diese Preise in der Regel jedoch nicht unterschritten.

398. Obwohl sich die Tarifgenehmigung an den Kosten einer „betriebswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ orientieren sollte, fand eine wirksame Effizienzkontrolle in der Praxis nicht statt. Vielmehr wurde eine kostenzuschlagsorientierte Preisregulierung auf der Basis vergangenheitsbezogener Ist-Kosten der (Quasi-)Monopolisten durchgeführt, die keine Anreize zu einer effizienten Leistungserbringung setzte. Das Fortbestehen der Tarifpreisaufsicht bis zum 1. Juli 2007 trug dazu bei, dass die betrieblichen Ineffizienzen, die ihren Ursprung in der Zeit vor der Liberalisierung hatten, nach 1998 nicht in gewünschtem Maße und gewünschter Geschwindigkeit abgebaut werden konnten.[309]

399. Mit der Öffnung des Strom-Endkundenmarktes für den Wettbewerb, die bereits mit der ersten Novelle des

[305] Diese Kundenkategorie umfasst Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr.

[306] Diese Rechtsverordnung wurde auf Grundlage des § 7 EnWG aus dem Jahr 1935, das bis zur ersten Energierechtsnovelle von 1998 galt, erlassen. In Artikel 5 Abs. 3 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970) wurde die Gültigkeit der Bundestarifordnung Elektrizität bis zum 1. Juli 2007 befristet.

[307] Eine unterjährige Beantragung der Tarife war immer dann zulässig, wenn sich eine Änderung bei den Kosten der Grundversorger ergab.

[308] Ein weiterer bedeutender Kostenblock bei der Tarifgenehmigung stellten die Vertriebskosten der Grundversorger dar.

[309] Es ist allgemein bekannt, dass die Kosten eines marktbeherrschenden Unternehmens bei Nichtangreifbarkeit des Marktes höher sind als im Wettbewerb. Die Ursache sind die vergleichsweise größeren betrieblichen Ineffizienzen (sog. X-Ineffizienzen) von marktbeherrschenden Unternehmen. Einer Landeskartellbehörde ist es nicht möglich, diese nicht effiziente Betriebsführung bei einer reinen Kostenkontrolle aufzudecken. Sie muss die Kosten als gegeben hinnehmen, wodurch diese weiter legitimiert werden; vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 19 sowie Monopolkommission, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 21. Vielmehr animierte die Ex-ante-Preisaufsicht die Unternehmen zur „Verursachung von Scheinkosten“, um diese Scheinkosten über höhere Preise an die Nachfrager zu überwälzen und so verdeckte Gewinne zu machen.

Energiewirtschaftsrechts vollzogen wurde, verlor die Bundestarifordnung Elektrizität neben der allgemeinen Problematik der Kostenkontrolle auch ihre ökonomische Berechtigung. Die Ex-ante-Tarifgenehmigung griff in einen Bereich ein, der als wettbewerblich organisierbar galt und stand somit im Widerspruch zu den Liberalisierungsbemühungen des Gesetzgebers auf nationaler und europäischer Ebene. Bereits zu Beginn des neuen Jahrtausends war es den Haushaltskunden nahezu in allen Regionen möglich, zwischen den Angeboten verschiedener Anbieter zu wählen. Dabei lagen die Tarife der Newcomer in der Regel unter den Tarifen des angestammten Grundversorgers. Es ist davon auszugehen, dass die Preiskontrolle einen erheblichen Beitrag zu der geringen Wechselbereitschaft der Haushaltskunden geleistet hat. Viele Personen dieser vergleichsweise schlecht informierten Kundengruppe dürften infolge der Tarifgenehmigung angenommen haben, dass die Preise der Stromanbieter ein vorgegebenes, kaum voneinander abweichendes Niveau besitzen. Somit fühlten sie sich nicht zu einem Wechsel von ihrem alteingesessenen Anbieter zu einem Newcomer veranlasst.

400. Das Energiewirtschaftsgesetz in der Fassung von 1998 enthielt noch eine ausdrückliche Ermächtigung zum Erlass neuer Rechtsverordnungen, durch die die allgemeinen Preise – so wie in der bereits seit 1989 geltenden Bundestarifordnung Elektrizität vorgesehen – von einer „vorherigen Genehmigung abhängig“ gemacht werden (§ 11 Abs. 1 EnWG 1998). Eine solche explizite Befugnis zum Erlass von Neuregelungen, die eine Ex-ante-Preiskontrolle im Stromsektor anordnen, ist im Energiewirtschaftsgesetz seit der zweiten Energierechtsnovelle nicht mehr enthalten. Vielmehr werden nur noch Bestimmungen über „Inhalt und Aufbau der Allgemeinen Preise“ sowie die Versorgungsbedingungen als mögliche Verordnungsgegenstände erwähnt (§ 39 EnWG). Entsprechende Vorschriften sind inzwischen in der Verordnung über den Netzanschluss von Letztverbrauchern an das Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz (NAV/NDAV) sowie in der Verordnung zum Erlass von Regelungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Ebergiebereich vom 26. Oktober 2006 (StromGVV, GasGVV)[310] niedergelegt. Da der Verordnungsgeber nun nicht mehr ausdrücklich zur Änderung oder Neuregelung der Ex-ante-Preiskontrolle ermächtigt ist, kann diese – ohne entsprechende Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes – nicht mehr eingeführt werden.

401. Bereits im Juli 2007, direkt nach dem Auslaufen der Bundestarifordnung Elektrizität, erhöhten 126 Anbieter ihre Strompreise um durchschnittlich 8 Prozent.[311] Aufgrund dieser Preiserhöhung kam es zu einem vermehrten Wechsel der Haushaltskunden vom angestammten Versorger zu einem neuen Anbieter. Sie nahmen über weite Strecken nicht wie bisher die Preiserhöhungen der Grundversorger als gegeben hin. Inwiefern es sich hier nur um einen kurzfristigen Effekt handelt, der durch die vermehrten Informationen in der Presse vor dem Auslaufen der Bundestarifordnung Elektrizität hervorgerufen wurde, bleibt abzuwarten.

402. Auch nach der erfolgten Öffnung des Strom-Endkundenmarktes für den Wettbewerb im Jahre 1998 wurden die privaten Haushalte fast eine Dekade lang – ohne jegliche Rechtfertigung – zu der Annahme verleitet, die Landesregulierungsbehörden würden die Strompreise in ihrem Sinne für alle Anbieter vorgeben, weshalb sich ein Wechsel nicht lohne. Durch den Wegfall der Bundestarifordnung Elektrizität könnte sich das Bewusstsein der Nachfrager erhöhen, dass sich ein Kunde gegen eine Preiserhöhung durch einen Wechsel des Versorgers selbst wehren kann. Dies gilt unter der Prämisse, dass wie bisher günstigere alternative Tarife zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund sieht die Monopolkommission in dem Wegfall der Tarifaufsicht einen längst überfälligen Schritt. Ein verstärktes Bewusstsein der Strom-Haushaltskunden, das sich in einer erhöhten Wechselbereitschaft ausdrückt, kann den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt erhöhen und somit einen nachhaltigen Beitrag zur Erreichung des Ziels „möglichst preisgünstige Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ (§ 1 Abs. 1 EnWG) leisten.

3.6.2 Kartellrechtliche Preismissbrauchskontrolle

403. Sollten die Strompreise in Zukunft aufgrund fehlenden Wettbewerbs überhöht sein, sieht das gesetzliche System verschiedene Gegenmaßnahmen durch unterschiedliche Akteure vor. Sofern der Tatbestand des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne von § 19 Abs. 4 Nr. 2 und 3, § 20 Abs. 1 und 3 GWB erfüllt ist, können die Kartellbehörden einschreiten. Zudem kommt künftig auch ein kartellbehördliches Vorgehen auf der Basis des geplanten § 29 GWB in Betracht. Zu der jüngsten Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen hat die Monopolkommission in einem Sondergutachten Stellung genommen, wobei sie sich gegen die Einführung der Vorschrift aussprach[312]. Die Bestimmung, die die Arbeit der Kartellbehörden erleichtern soll, birgt erhebliche ökonomische Risiken und Rechtsunsicherheiten. Da der mangelnde Wettbewerb im Energiesektor in der Struktur der betroffenen Märkte begründet ist, liegt es auf der Hand, dass nur strukturpolitische Maßnahmen die Ursache der Wettbewerbsbeschränkung beheben können. Im Bereich der Missbrauchsaufsicht hält die Monopolkommission die allgemeinen Bestimmungen (§§ 19, 20 GWB) für ausreichend.

404. Falls die Kartellbehörden die Missbrauchsbestimmungen durchsetzen möchten, können sie zum einen ein Verwaltungsverfahren einleiten und zu dessen Abschluss eine Abstellungsverfügung (§ 32 GWB) erlassen. Zum

[310] BGBL. I S. 2391, Artikel 1 (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV; BGBl. I S. 2393, Artikel 2 (Gasgrundversorgungsverordnung – Gas GVV).

[311] Vgl. Verivox, http://www.verivox.de/News/ArticleDetails.asp?aid=21036

[312] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 1 ff.

anderen besteht alternativ oder zusätzlich die Möglichkeit der Durchführung eines ordnungswidrigkeitsrechtlichen Bußgeldverfahrens (§ 81 Abs. 2 Nr. 1 GWB). Die Kartellbehörden sind jedoch nicht dazu verpflichtet, bei jeder Zuwiderhandlung gegen das Gesetz gegen Wettbewerbebeschränkungen einzuschreiten, sondern verfügen, wie die Verwendung des Worts „kann" in § 32 Abs. 1 GWB verdeutlicht, insoweit über ein eigenes Ermessen. Somit haben betroffene Haushaltskunden keinen Anspruch auf ein kartellbehördliches Einschreiten.

3.6.3 Zivilgerichtliche Billigkeitskontrolle gemäß § 315 BGB

405. Ein Endkunde, der sich gegen missbräuchlich überhöhte Preise seines Grundversorgers zur Wehr setzen möchte, kann jedoch selbst zivilrechtliche Schritte einleiten. Er hat die Möglichkeit, sich unmittelbar auf die kartellrechtlichen Bestimmungen zu stützen und Unterlassungs- bzw. Schadensersatzansprüche gemäß § 33 GWB geltend zu machen. Neben den Mitteln des Kartellrechts kommt die Durchführung einer gerichtlichen Billigkeitskontrolle nach der zivilrechtlichen Bestimmung des § 315 BGB in Betracht, die folgenden Wortlaut hat: „(1) Soll die Leistung durch einen der Vertragschließenden bestimmt werden, so ist im Zweifel anzunehmen, dass die Bestimmung nach billigem Ermessen zu treffen ist. [...] (3) Soll die Bestimmung nach billigem Ermessen erfolgen, so ist die getroffene Bestimmung für den anderen Teil nur verbindlich, wenn sie der Billigkeit entspricht. Entspricht sie nicht der Billigkeit, so wird die Bestimmung durch Urteil getroffen." Die Bestimmung ist demnach unmittelbar anwendbar, wenn die Parteien vertraglich vereinbart haben, eine von ihnen solle die Leistung einseitig bestimmen.

406. Im Energiesektor war in der Vergangenheit die sog. Monopolpreisrechtsprechung maßgeblich. Danach ist eine gerichtliche Billigkeitskontrolle gemäß § 315 Abs. 3 BGB in Konstellationen durchzuführen, in denen zwar kein vertragliches einseitiges Leistungsbestimmungsrecht vereinbart wurde, aber ein Unternehmen Leistungen der Daseinsvorsorge anbietet, auf deren Inanspruchnahme der andere Vertragsteil im Bedarfsfall angewiesen ist. Eine solche Situation wird angenommen, wenn das betreffende Unternehmen über eine Monopolstellung verfügt.[313]

407. Da der kartellrechtliche Missbrauchstatbestand vor der sechsten GWB-Novelle im Jahr 1999 noch nicht als unmittelbar geltendes gesetzliches Verbot konzipiert war, sondern es zu seiner Durchsetzung vielmehr hoheitlicher Maßnahmen seitens der Kartellbehörden bedurfte, konnte ein Stromkunde früher keinen Verstoß gegen kartellrechtliche Bestimmungen auf dem Privatrechtsweg geltend machen.[314] Vielmehr stellte die Billigkeitskontrolle nach § 315 Abs. 3 BGB zu dieser Zeit für ihn die einzige Möglichkeit dar, eine Überprüfung der Energiepreise zwingend herbeizuführen. Infolge der seit 1998 angestrebten schrittweisen Öffnung des Energiemarktes für den Wettbewerb, erscheint es fraglich, ob eine gerichtliche Überprüfung der Energiepreise auf dem Endkundenmarkt nach § 315 BGB noch möglich ist. Der Bundesgerichtshof hat hierzu kürzlich in zwei Urteilen Stellung genommen.

3.6.4 Neuere Rechtsprechung des VIII. Zivilsenats des Bundesgerichtshofs

408. Am 28. März 2007 ist der VIII. Zivilsenat des Bundesgerichtshofs auf die oben beschriebene Monopolpreisrechtsprechung eingegangen.[315] In dem betreffenden Fall hatte der Beklagte, ein Endverbraucher, sich geweigert, das vom klagenden Versorgungsunternehmen verlangte Stromentgelt zu zahlen. Die Parteien hatten zunächst einen Stromlieferungsvertrag abgeschlossen, in dem sich das Versorgungsunternehmen dazu verpflichtet hatte, den Beklagten zu einem bestimmten Tarif („local plus") zu beliefern. Das klagende Versorgungsunternehmen kündigte eine Preiserhöhung dieses Tarifs an, welcher der Beklagte widersprach. Daraufhin erklärte der Grundversorger den bisherigen Vertrag für beendet und machte geltend, den Beklagten künftig zu dem – hinsichtlich des Verbrauchspreises teureren – allgemeinen Tarif („local classic") zu beliefern. Der Bundesgerichtshof lehnte für den anfänglich vereinbarten Strompreis die Durchführung einer Billigkeitskontrolle nach § 315 Abs. 3 BGB ab. Eine direkte Anwendbarkeit der Vorschrift scheide aus, da die Parteien für die Leistung übereinstimmend einen konkreten Tarif vereinbart hätten und die Leistung somit nicht „einseitig" durch das Versorgungsunternehmen bestimmt werden sollte.

409. Der Ursprungspreis könne auch nicht gemäß § 315 Abs. 3 BGB im Sinne der Monopolpreisrechtsprechung einer gerichtlichen Billigkeitskontrolle unterworfen werden, da der Beklagte nach den Feststellungen der Vorinstanz nicht auf die Belieferung durch das klagende Unternehmen angewiesen war, sondern die Möglichkeit hatte, Strom von einem anderen Anbieter seiner Wahl zu beziehen. Damit fehle es an einer Monopolstellung des klagenden Grundversorgers als Grundlage für eine analoge Anwendung des § 315 BGB. Auf die Frage, ob eine unmittelbare Anwendung des § 315 BGB bei nachträglichen einseitigen Strompreiserhöhungen des Versorgungsunternehmens in Betracht kommt, hat sich der Bundesgerichtshof in diesem Urteil nicht klarstellend geäußert. Der Bundesgerichtshof führte aus, dass die Vorinstanz aufgrund der getroffenen tatsächlichen Feststellungen nicht von einer wirksamen Beendigung des Stromlieferungsvertrags zu dem Tarif „local plus" und einem Neuabschluss zu dem Tarif „local classic" hätte ausgehen dürfen. Der Bundesgerichtshof wies den Fall zur weiteren

[313] Der Umstand, dass die Stromtarife im Gegensatz zu den Gastarifen bis Juli 2007 einer Preisregulierung unterworfen waren, stand der Anwendbarkeit des § 315 BGB im Stromsektor offenbar nicht entgegen. So hat sich der Bundesgerichtshof zumindest für den Fall der Wassertarife, die ebenso wie früher die Stromtarife einer behördlichen Kontrolle unterworfen sind, für die Möglichkeit einer gerichtlichen Billigkeitskontrolle ausgesprochen. Vgl. BGH, Urteil vom 5. Juli 2005, X ZR 60/04.

[314] Erlass einer Missbrauchsverfügung und der Erklärung der Unwirksamkeit entsprechender Maßnahmen.

[315] BGH, Urteil vom 28. März 2007, VIII ZR 144/06.

Sachverhaltsaufklärung an das Berufungsgericht zurück, ohne in der Sache weiter zu entscheiden.

410. In einem Urteil vom 13. Juni 2007 hat der VIII. Zivilsenat des Bundesgerichtshofs erneut dazu Stellung genommen, inwiefern eine gerichtliche Billigkeitskontrolle nach § 315 BGB im Energiebereich in Betracht kommt.[316] Das Verfahren betraf die einseitige Erhöhung des allgemeinen Gastarifs seitens eines lokalen Grundversorgers, gegen das ein betroffener Endverbraucher eine gerichtliche Billigkeitskontrolle nach § 315 BGB erwirken wollte. Ebenso wie in dem oben dargestellten Fall lehnte der Bundesgerichtshof die Durchführung einer gerichtlichen Billigkeitskontrolle in direkter oder entsprechender Anwendung des § 315 Abs. 3 BGB bezogen auf den anfänglich vereinbarten Strompreis ab. Der Kläger hatte vorgebracht, dass die Beklagte bereits von Beginn an unbillig überhöhte Tarife gefordert habe und diese der gerichtlichen Billigkeitskontrolle unterlägen. Zunächst ging der Bundesgerichtshof auf die direkte Anwendbarkeit der Vorschrift ein und legte dar, dass diese nur bei einseitig bestimmten Preisen in Betracht komme, nicht jedoch bei vertraglich vereinbarten Preisen. Der von dem Kunden ursprünglich zu entrichtende Preis sei durch den zuvor gemäß § 10 Abs. 1 Satz 1 EnWG veröffentlichten Tarif eindeutig bestimmt und als solcher mit dem Abschluss des Vertrags zwischen den Parteien vereinbart.

411. Eine entsprechende Anwendung des § 315 Abs. 3 BGB im Sinne der Monopolpreisrechtsprechung scheide ebenfalls aus. Es fehle an einer Monopolstellung des beklagten Versorgungsunternehmens. Zwar sei die Beklagte der einzige lokale Anbieter leitungsgebundener Gasversorgung im fraglichen Zeitraum gewesen. Auf dem Wärmemarkt stehe sie aber – wie alle Gasversorger – in einem Substitutionswettbewerb mit Anbietern konkurrierender Heizenergieträger wie Heizöl, Strom, Kohle und Fernwärme, zwischen denen die Neukunden frei wählen könnten. Der von dem Konkurrenzverhältnis ausgehende Wettbewerbsdruck, der den Preisgestaltungsspielraum der Gasanbieter begrenze, komme wegen der Einheitlichkeit der Versorgungstarife auch alten Tarifkunden, die bereits in eine Gastherme investiert haben, zugute. Der Bundesgerichtshof lehnt also auch für den Gassektor die Anwendung der Monopolpreisrechtsprechung unter Hinweis auf hinreichenden Wettbewerbsdruck ab. Eine Überprüfung des Anfangspreises ist somit künftig grundsätzlich nicht mehr möglich.

412. Demgegenüber unterliegen nach Ansicht des Bundesgerichtshofs einseitige Preiserhöhungen, die der jeweilige Grundversorger im Verlauf des Vertragsverhältnisses vornimmt, einer gerichtlichen Billigkeitskontrolle. Der Bundesgerichtshof griff insoweit nicht auf die Monopolpreisrechtsprechung zurück, wonach § 315 BGB entsprechend anzuwenden ist, sondern sprach sich vielmehr für eine direkte Anwendbarkeit der Norm aus. Er führte aus, dass ein Leistungsbestimmungsrecht im Sinne von § 315 Abs. 1 BGB einer Vertragspartei nicht nur durch vertragliche Vereinbarung, sondern auch durch Gesetz zugestanden werden könne. Das den Grundversorgungsunternehmen inzwischen durch § 5 Abs. 2 StromGVV bzw. § 5 Abs. 2 GasGVV eingeräumte Recht, die allgemeinen Tarife durch öffentliche Bekanntmachung einseitig zu ändern, stelle ein solches einseitiges Leistungsbestimmungsrecht dar.

413. Im konkreten Fall sei die vorgenommene Preiserhöhung jedoch letztlich nicht zu beanstanden, da die Weitergabe von gestiegenen Bezugskosten an die Letztverbraucher der Billigkeit entspreche. Durch solche Preiserhöhungen nehme das Grundversorgungsunternehmen sein berechtigtes Interesse wahr, Kostensteigerungen während der Vertragslaufzeit an die Kunden weiterzugeben. Eine auf einen Bezugskostenanstieg gestützte Preiserhöhung könne allerdings im Einzelfall unbillig sein, wenn und soweit der Anstieg durch rückläufige Kosten in anderen Bereichen ausgeglichen werde[317]. Der Bundesgerichtshof ließ ausdrücklich offen, ob in anderen Konstellationen eine Billigkeitskontrolle auch auf der Basis eines Vergleichs mit den Preisen anderer Versorgungsunternehmen zu erfolgen hätte. Der Bundesgerichtshof stellte klar, dass ein Letztverbraucher keine gerichtliche Überprüfung von in der Vergangenheit liegenden Strompreiserhöhungen nach § 315 Abs. 3 BGB beanspruchen kann, wenn er die auf diesen Preisen beruhenden Jahresabrechnungen unbeanstandet hingenommen hat. Sofern keine Beanstandung in angemessener Zeit erfolge und der Kunde weiter Energie beziehe, werde der erhöhte Preis zu einem zwischen den Parteien vereinbarten Preis.

414. In seinem Urteil hat sich der Bundesgerichtshof ferner dahingehend geäußert, dass § 315 BGB in unmittelbarer Anwendung gegenüber den Bestimmungen des Kartellrechts – § 19 Abs. 4 Nr. 2 bzw. künftig § 29, § 33 GWB – nicht zurücktritt. Die Bestimmung stelle eine Regelung des Vertragsrechts dar, der ein hoher Gerechtigkeitsgehalt zukomme. Dem Betroffenen werde es ermöglicht, die durch die Gegenseite einseitig festgesetzte Leistungsbestimmung gerichtlich auf ihre Billigkeit überprüfen zu lassen und durch gestaltendes Urteil neu fassen zu lassen. Die Gerichte können den Preis bei Anwendung von § 315 Abs. 3 BGB – anders als bei den kartellrechtlichen Ansprüchen – durch Gestaltungsurteil konkret festlegen. Der deliktische, im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen vorgesehene Beseitigungs- und Unterlassungsanspruch stelle anders als § 315 BGB keine unmittelbare Gestaltungsmöglichkeit bereit.

415. Auffällig ist, dass die Grundsätze, die der Bundesgerichtshof in den beiden Urteilen zu § 315 BGB aufgestellt hat, nicht mit der Marktabgrenzung übereinstimmen, die das Bundeskartellamt bei der Anwendung der GWB-Bestimmungen im Energiesektor nach wie vor zugrunde legt und die von der Rechtsprechung in der Vergangenheit bestätigt wurden. Der Markt für Strom-Klein-

[316] BGH, Urteil vom 13. Juni 2007, VIII ZR 36/06.

[317] Die Monopolkommission sieht in der bloßen Weitergabe der Kosten eines Quasi-Monopolisten eine große Gefahr, da diese Kosten in der Regel überhöht sind; vgl. Tz. 398.

kunden[318] ist demzufolge in räumlicher Hinsicht lokal auf das jeweilige Netzgebiet begrenzt, worunter das zur Versorgung des betreffenden Haushalts oder Gewerbebetriebs benötigte Niederspannungsnetz zu verstehen ist. Die angestammten Grundversorger verfügen insoweit regelmäßig über Marktanteile von deutlich mehr als 90 Prozent und sind nach der traditionellen Marktabgrenzung als „Quasi-Monopolisten“ einzustufen. Die Aufgabe der Monopolpreisrechtsprechung bezüglich der ursprünglich vereinbarten Preise innerhalb der gerichtlichen Billigkeitskontrolle des § 315 Abs. 3 BGB steht hierzu in Widerspruch.

416. Die Entscheidungen des Bundesgerichtshofs weichen ferner von der sachlichen Marktabgrenzung ab, die bislang im Wärmesektor anwendet wird. Das Bundeskartellamt grenzt bisher den Gasmarkt als eigenständigen Markt im Wärmesektor ab. Es rechtfertigt diese Marktabgrenzung mit dem Lock-in-Effekt, der durch den Kauf einer vergleichsweise teuren Gastherme bzw. eines Gasheizkessels hervorgerufen wird. Falls sich ein aktueller Gaskunde z. B. für den Wechsel zu einer Ölheizung entscheidet, wären die getätigten Investitionen unwiederbringlich verloren. Aufgrund der hohen Wechselkosten, die mit einem hohen Anteil an versunkenen Kosten verbunden wären, wurden andere substitutive Energieträger nicht zu dem relevanten Markt gezählt. Demgegenüber ist nun der Hinweis auf konkurrierende Heizenergieträger und den von ihnen ausgehenden Wettbewerbsdruck wenig überzeugend. Denn in diesem Punkt haben sich durch die Öffnung der Strom- und Gasmärkte keinerlei Veränderungen ergeben. Es bleibt abzuwarten, ob die Entscheidungen des Bundesgerichtshofs zu § 315 BGB Auswirkungen auf die Rechtsprechung zur Marktabgrenzung im Kartellrecht haben werden.

417. Die Monopolkommission beurteilt es generell positiv, dass sich Endverbraucher gegen missbräuchlich überhöhte Preise im Energiesektor zivilrechtlich zur Wehr setzen können. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Kartellbehörden bei Zuwiderhandlungen nicht zum Einschreiten verpflichtet sind, sondern vielmehr über ein Ermessen verfügen. Generell sollten Endverbraucher auf überhöhte Preise ihres gegenwärtigen Energieversorgers jedoch durch einen Wechsel zu einem günstigeren Anbieter reagieren.

3.6.5 Grenzen individueller Klage und kollektive Rechtsdurchsetzung

418. Falls es keine echte Alternative zum Tarif des etablierten Anbieters geben sollte, ist die private Rechtsdurchsetzung die letzte Zuflucht. Sie stellt jedoch derzeit kein effektives Mittel gegen missbräuchlich überhöhte Energiepreise dar. Sie kann im Einzelfall zu einer Verbesserung des klagenden Endverbrauchers führen. Problematisch ist, dass die Zuständigkeit für Klagen, die auf die private Rechtsdurchsetzung des Kartellrechts oder die Durchführung einer gerichtlichen Billigkeitskontrolle nach § 315 BGB gerichtet sind, bei den allgemeinen Zivilkammern und Senaten der Gerichte liegt. Anders als bei Klagen gegen Verfügungen der Kartellbehörden (§§ 63 ff., § 91 GWB) ist für die Zivilrechtsklagen keine Spezialzuständigkeit vorgesehen. Auch in diesen Verfahren müssen jedoch komplexe wirtschaftliche und wettbewerbsrechtliche Beurteilungen vorgenommen werden, die viel Zeit in Anspruch nehmen. Sofern die nicht spezialisierten Zivilgerichte lediglich über den Fall eines einzelnen Endverbrauchers zu entscheiden haben, droht die Überlastung der Gerichte. Eine gebündelte Rechtsverfolgung käme demnach sowohl den Gerichten als auch den betroffenen Endverbrauchern entgegen.

419. In den USA ist die kollektive Geltendmachung von Schadensersatz für private Endverbraucher im Rahmen sog. Class Actions möglich. Für die amerikanischen Class Actions ist kennzeichnend, dass innerhalb eines Prozesses Rechts- und Tatsachenfragen, die für eine Vielzahl von Geschädigten von Bedeutung sein können, für alle einheitlich und verbindlich geklärt werden können. Sollte die Sammelklage Erfolg haben, erhalten alle Personen Schadensersatz, die zu der betreffenden Gruppe (Class) gehören. Dies gilt sogar dann, wenn der Geschädigte zunächst gar nicht geklagt hat. Die Antragstellung in bestimmter Frist genügt. Ein Nachteil aus Sicht des Schädigers ist, dass das Ausmaß der finanziellen Folgekosten bei negativem Prozessausgang kaum vorhersehbar ist und ein erhebliches Drohpotential beinhaltet, selbst wenn der gegen das Unternehmen erhobene Vorwurf unzutreffend sein sollte. In den USA enden Class Actions aufgrund des nicht abschätzbaren Risikos häufig mit einem Vergleich. Die Bündelung der Interessen weist der Anwaltschaft eine Schlüsselrolle zu. Die amerikanischen Erfahrungen zeigen, dass sie diese Rolle oft auch gegen die Interessen der – anonymen – Mandanten wahrnimmt.

420. In Deutschland muss grundsätzlich jeder Kläger seine individuelle Betroffenheit und seinen individuellen Schaden nachweisen[319]. Die gebündelte Rechtsverfolgung bei Massenschäden durch eine Vielzahl gleichartig Betroffener in einem einzigen Verfahren ist mit den Instrumenten des gegenwärtigen Prozessrechts kaum wirkungsvoll möglich. Die gemeinschaftliche Klage (§§ 59 ff. ZPO) durch mehrere Personen als Streitgenossen stößt bei Massenverfahren an tatsächliche Grenzen und ist aus Sicht des jeweils zuständigen Gerichts nicht effizient durchführbar, da die Prozessrechtsverhältnisse der Geschädigten selbständig nebeneinander stehen, die Handlungen eines Streitgenossen den übrigen gegenüber keinerlei Wirkungen entfalten (§ 60 ZPO). Der Beitritt der parallel Geschädigten als Nebenintervenienten mit dem Ziel, eine Bindungswirkung der tragenden tatsächlichen und rechtlichen Feststellungen des Ersturteils in Folgeprozessen nach § 68 ZPO herbeizuführen, kommt ebenfalls nicht in Betracht, da in solchen Situationen die Voraussetzung eines „rechtlichen Interesses“ im Sinne von § 66 ZPO nicht erfüllt ist. Eine vertragliche Muster-

[318] Kleinkunden sind nichtleistungsgemessene Kunden, die zumeist an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind; vgl. ausführlich Tz. 141.

[319] Vgl. Vollkommer in: Zöller, Zivilprozessordnung, 26. Aufl., Köln 2007, § 60 Rn. 3a sowie Anhang nach § 77.

prozessabrede ist ebenfalls nicht zielführend, da hierdurch keine Rechtskrafterstreckung und somit keine Breitenwirkung des Urteils herbeizuführen ist. Schließlich sind Verbandsklagen auf die Durchsetzung von Unterlassungsanspüchen beschränkt, siehe das Unterlassungsklagengesetz.

421. Inzwischen hat der Gesetzgeber für einen Teilbereich kapitalmarktrechtlicher Streitigkeiten ein Musterverfahren (Kapitalanleger-Musterverfahrensgesetz – KapMuG) und einen neuen ausschließlichen Gerichtsstand am Sitz des beklagten Unternehmens (§ 32b ZPO) eingeführt. Durch das Kapitalanleger-Musterverfahrensgesetz soll geschädigten Kapitalanlegern die Durchsetzung von Schadensersatzansprüchen wegen falscher, irreführender oder unterlassener öffentlicher Kapitalmarktinformation erleichtert werden. Tatsachen- und Rechtsfragen, die sich in mindestens zehn individuellen Schadensersatzprozessen gleich lautend stellen, sollen in einem Musterverfahren einheitlich und verbindlich durch das Oberlandesgericht für alle Kläger entschieden werden. Anders als bei den US-amerikanischen Class Actions müssen sich die Betroffenen an dem Musterprozess als Kläger beteiligen, um eine Bindungswirkung herbeizuführen.

422. In einem im Jahr 2005 veröffentlichten Grünbuch erörtert die EU-Kommission, wie die Geltendmachung von Schadensersatz für Verstöße gegen EU-Kartellrecht erleichtert werden kann. Sie erwägt in diesem Zusammenhang die Möglichkeit einer kollektiven Geltendmachung von Schadensersatz für private Endverbraucher vor mitgliedstaatlichen Gerichten, schließt freilich eine Class Action nach US-amerikanischem Vorbild von vornherein aus.

423. Die Einführung von Sammelklagen nach dem Vorbild US-amerikanischer Class Actions ist angesichts des damit verbundenen übertriebenen Drohpotentials nicht zu befürworten. Vorzugswürdig erscheint es, eine Regelung in die deutsche Zivilprozessordnung aufzunehmen, wonach Musterverfahren nicht nur im Kapitalmarktbereich, sondern allgemein bei Massenschäden zulässig sind. Hierdurch könnte die Effizienz der gerichtlichen Verfahren erheblich gesteigert werden, da komplexe Tatsachen- und Rechtsfragen nur einmal mit Bindungswirkung für alle Kläger geklärt werden. Zudem würde der Anreiz zur gerichtlichen Geltendmachung entsprechender Schadensersatzansprüche bei einer Verringerung des Prozesskostenrisikos deutlich erhöht.

424. Nachdem Tariferhöhungen der Grundversorger in Deutschland Hunderte oder sogar Tausende von Zivilklagen der betroffenen Endkunden ausgelöst haben, zeigt sich, dass das vorhandene Instrumentarium des Zivilprozessrechts diesem Problem nicht gewachsen ist. Ähnlich wie im Bereich des Anlegerschutzes, aber auch des Verbraucherrechts empfiehlt sich ein Ausbau des kollektiven Rechtsschutzes. Dafür bieten sich verschiedene Instrumente an, deren Eignung für die einzelnen Rechtsgebiete näher zu untersuchen ist. Die Monopolkommission regt an, dass die Bundesregierung unter Auswertung der Erfahrungen des In- und Auslandes hierzu Vorschläge unterbreitet.

4 Gas

4.1 Der deutsche Gasmarkt

4.1.1 Technische Grundlagen der (weltweiten) Gasversorgung

425. Erdgas[320] ist ein brennbares Naturgas, das in unterirdischen Lagerstätten vorkommt.[321] Unter Luftabschluss und hohem Druck bildet sich in einer Tiefe von ca. 4 000 bis 6 000 m und bei einer Temperatur von etwa 120 bis 180 °C aus abgestorbenen und abgesunkenen Kleinstlebewesen natürliches Erdgas. Ein großer Teil des heute verfügbaren Erdgases ist vor 15 bis 600 Mio. Jahren entstanden. Aufgrund ihres ähnlichen Entstehungsprozesses sind Erdöl und Erdgas häufig zusammen vorzufinden. Alternativ kann Gas auch aus anderen Rohstoffen wie etwa Braunkohle gewonnen werden. Im Gegensatz zu Elektrizität kann Gas bis zur weiteren Verwendung in über- und unterirdischen Anlagen gespeichert werden. Durch die Möglichkeit zur Speicherung lassen sich Gasmengen innerhalb einer bestimmten Kapazität flexibel vorhalten. Während angebotsseitig vornehmlich ein kontinuierlicher Gasfluss gegeben ist, unterliegt die Gasnachfrage auf Verbrauchsebene einem zyklischen Tages-, Wetter- und Konjunkturrhythmus mit zum Teil kurzfristig starken Schwankungen.

426. Erdgas stellt kein vollständig homogenes Gut dar. Vielmehr handelt es sich um ein Gasgemisch, dessen chemische Zusammensetzung je nach geographischer Lagerstätte unterschiedlich ausfällt. Neben dem Hauptbestandteil Methan sind auch größere Anteile höherer Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan und Ethen enthalten. Ein weiterer Bestandteil ist Schwefelwasserstoff, welcher aber durch Entschwefelung entfernt wird. Des Weiteren können bis zu 9 Prozent Kohlendioxid in Erdgas enthalten sein. Da dieses jedoch für die Energiegewinnung wertlos ist, wird es in die Luft abgegeben, wobei Schadstoffe freigesetzt werden. Für den Betrieb von Gaskraftwerken zur Erzeugung von Elektrizität sind somit auch Emissionszertifikate notwendig.[322] In Deutschland unterscheidet man allgemein die Erdgasqualitäten L (low) und H (high). Erdgas von der Qualität H hat einen höheren Methangehalt (87 bis 99 Vol.-%) und

[320] In anderen Regionen wird Erdgas auch als „natural gas“ (engl.), „gaz naturel“ (frz.) oder „gas naturale“ (ital.) bezeichnet. Im deutschen Sprachraum werden die Begriffe „Gas“, „Erdgas“ und „Naturgas“ überwiegend synonym verwendet. Zu den grundlegenden Begriffen der Gaswirtschaft im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes vgl. § 3 EnWG.

[321] Zu den technischen Aspekten der Erdgasentstehung und -gewinnung vgl. Cedigaz, Natural Gas Fundamentals, 2002, http://www.cedigaz.org/Fichiers/pdf_papers/FundNG.pdf; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), Prognos AG, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, München 2005, S. 20 ff., 43 ff.; International Energy Agency, Natural Gas Transportation, Paris 1994, div. Seiten; Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, Köln 2005, S. 147 ff., 296 ff.

[322] Eine neues Verfahren zur Vermeidung von Schadstoffen bei der Förderung von Braunkohle stellt die Rückleitung des bei der Förderung entstehenden flüssigen Kohlendioxids in die Erde zur dortigen „Lagerung“ dar.

damit eine höhere (Energie-)Qualität als Erdgas von der Qualität L (80 bis 87 Vol.-%). Letzteres besitzt größere Mengen an Stickstoff und Kohlendioxid und weist im Gegensatz zu H-Gas (ca. 10 bis 11 kWh/m3) einen geringeren Heizwert auf (ca. 8 bis 9 kWh/m3). Aufgrund der begrenzten Substituierbarkeit von H- und L-Gas, wird innerhalb eines Marktgebietes in der Regel nur eine Qualität gehandelt.

427. Im kontinentalen Fern- und Nahbereich wird Erdgas mit Hilfe von Pipelines transportiert. Durch die innere Reibung der Gasmoleküle und die Reibung an den Wänden der Pipelines nimmt der Druck beim Leitungstransport mit der Entfernung kontinuierlich ab. Insbesondere durch diesen Druckabfall entlang der Fernleitungen muss der Gasdruck in regelmäßigen Abständen von 100 bis 200 km an Verdichterstationen ausgeglichen werden. Allgemein lassen sich in Deutschland Hochdruckleitungen (1 bis 100 bar), Mitteldruckleitungen (100 mbar bis 1 bar) und Niederdruckleitungen (bis zu 100 mbar) unterscheiden. Hochdruckleitungen dienen zum Transport von Gas über weite Strecken zur Versorgung von regionalen und lokalen Weiterverteilern (überregionale Fernleitungsnetze). Außerdem werden die Fernleitungsnetze auf Importebene als Transitstrecken zwischen den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union bzw. zwischen den Förder- und Verbraucherländern genutzt. Auf dem Weg zum Endkunden wird der Gasdruck beim Übergang in die nachgeschalteten Verteilungssysteme, d. h. an den Einspeisepunkten der regionalen und örtlichen Verteilernetze, in Reduzierungsanlagen herabgesetzt.

Das deutsche Gasleitungsnetz umfasst derzeit gut 380.000 km, welches sich mit 34 Prozent auf Nieder-, 40 Prozent auf Mittel- und 26 Prozent auf Hochdruckleitungen verteilt. Seit Beginn der Marktöffnung 1998 ist das Leitungsnetz um etwa 10 Prozent gewachsen. Hinzu kommen etwa 44 Speicher mit einem maximalen Arbeitsgasvolumen von ca. 20 Mrd. m3.[323]

428. Das weltweite Erdgasvorkommen ist nicht gleich verteilt. Die bedeutendsten Vorratsregionen der Welt liegen in den Nachfolgestaaten der UdSSR mit Russland, im Nahen Osten mit dem Iran und mit Katar, in Afrika mit Algerien und Nigeria, in Nordamerika mit den USA sowie in Europa mit den Niederlanden und Norwegen.[324] Ein Großteil der Gasreserven ist demnach regional konzentriert. So nehmen neben Russland die an der OPEC teilnehmenden Staaten, wie Iran und Katar, auch eine wichtige Position im Erdgasmarkt ein, verfügen doch allein diese drei Staaten über deutlich mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven. Der Anteil dieser Länder an der weltweiten Erdgasproduktion beträgt derzeit knapp die Hälfte. Die folgenden sieben größten Förderländer kommen dagegen nur auf einen weltweiten Marktanteil von gut einem Fünftel. Ungeachtet der zunehmenden Förderung sind die weltweit erschlossenen Erdgasreserven im Zeitablauf gestiegen. Der Erdgasvorrat der bisher entdeckten Vorkommen soll bei etwa gleichbleibender Förderung noch bis weit in dieses Jahrhundert reichen und liegt bezogen auf den Energieinhalt um ca. 20 Prozent über den weltweiten Reserven an konventionellem Erdöl.[325]

429. Sowohl der europäische als auch der weltweite Erdgasmarkt hat sich in den letzten Jahren dynamisch entwickelt.[326] Der weltweite Erdgasverbrauch betrug 2005 2 750 Mrd. m^3 und ist in den letzten zehn Jahren im Durchschnitt um etwa 2,6 Prozent pro Jahr gestiegen. Die größten Verbraucherländer sind die USA und Russland sowie mit großem Abstand Großbritannien, Kanada, Iran und Deutschland. Aber auch die Nachfrage einzelner Schwellenländer wie China und Indien ist stark zunehmend. Auf der Verbrauchsebene liegt demnach ebenfalls eine hohe Konzentration auf nur wenige Abnehmerländer vor. Deutschland stellt dabei den größten Erdgasimporteur in Europa dar. Besonders auffällig ist, dass die 25 EU-Staaten zusammen über einen weltweiten Erdgasanteil von gut 7 Prozent verfügen, zugleich aber knapp 20 Prozent des weltweit angebotenen Erdgases verbrauchen.

430. Während die Nachfrage nach Erdgas seitens der EU-Mitgliedsstaaten kontinuierlich zunimmt, hat die inländische Förderung der europäischen Staaten im Zeitablauf abgenommen. Der gestiegene Bedarf konzentriert sich überwiegend auf die Verwendung von Erdgas zur Wärmeerzeugung und als Input zur Elektrizitätsgewinnung. So werden Gasturbinenkraftwerke vor allem zur Deckung von Spitzenlasten im Elektrizitätssektor eingesetzt, da sie eine hohe Schnellstartfähigkeit besitzen. Weiterhin dient Erdgas in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken zum Antrieb von Turbinen im Grundlastbereich. Da Gaskraftwerke aber im Vergleich zu anderen Inputfaktoren hohe Grenzkosten verusachen, stehen diese in der Merit Order der Produzenten an hinterer Stelle. Aufgrund der in der Europäischen Union vereinbarten Rückführung des Kohlendioxidausstoßes wird die relativ schadstoffreiche Braunkohle zunehmend durch das relativ schadstoffarme Erdgas als Input für die Elektrizititätserzeugung substituiert. Neben dem Einsatz von Gas zur Elektrizitätserzeugung wird Gas auf der Endverbraucherstufe hauptsächlich zum Heizen und Kochen sowie zur Warmwasseraufbereitung verwendet. Darüber hinaus wird Gas z. B. von der Bau- und Reifenindustrie sowie der Chemischen Industrie im Produktionsprozess eingesetzt.

431. Mit Hilfe kostenintensiver technischer Verfahren kann Gas in andere Aggregatzustände versetzt werden. Bei einer Abkühlung auf rund – 160 °C entsteht so flüssiges Gas (Liquified Natural Gas, LNG), mit dem Vorteil,

[323] Vgl. Eurogas, Statistics 2005, S. 29.

[324] Aus Sicht der Produzenten existieren derzeit vier regional abgegrenzte Absatzmärkte für Erdgas. Im Einzelnen sind dies der europäische Markt, der nordamerikanische Markt der NAFTA-Staaten, der asiatische Markt und der südamerikanische Markt.

[325] Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie zu Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, S. 19 und 22; BGW, Jahresbericht 2005, S. 18.

[326] Vgl. nachfolgend BP Statistical Review of World Energy, June 2006, S. 22 ff.; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie zu Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005.

dass sich das Gasvolumen etwa auf den 600sten Teil reduziert. Flüssiggas ist im (weltweiten) Ferntransport als eine Alternative zu leitungsgebundenem Erdgas zu sehen, da es mit speziell ausgestatteten Schiffen in großen Mengen und über weite Strecken – entsprechend der Marktnachfrage – flexibel transportiert werden kann.[327] Am Zielpunkt angelangt, wird das Gas in Regasifizierungsanlagen in seinen gasformigen Zustand zurückgeführt und in Ferngasnetze zum Transport eingespeist oder zunächst bis zur weiteren Verwendung gespeichert.

432. Im Jahr 2005 existierten weltweit etwa 15 Verflüssigungsanlagen, 47 Regasifizierungsanlagen und 191 LNG-Tanker.[328] Das Handelsvolumen von Flüssiggas ist in den letzten 15 Jahren kontinuierlich gestiegen. 2005 betrug der Anteil von LNG am weltweiten Erdgashandel 26,2 Prozent. Berücksichtigt man neben den bestehenden Pipelines auch die zahlreichen im Bau bzw. in Planung befindlichen Pipelines und LNG-Anlagen der Liefergebiete Russland, Niederlande, Nordafrika und Naher Osten, so verfügen die EU-Mitgliedsstaaten derzeit über den Zugang zu etwa zwei Drittel der konventionellen Erdgasreserven der Welt.[32929] Darüber hinaus errichten auch traditionelle Lieferländer wie Norwegen neue Verflüssigungsanlagen bzw. Importländer wie Spanien oder Deutschland neue Regasifizierungsanlagen.[330] Zu den aus europäischer Sicht maßgeblichen traditionellen und bislang marktmächtigen Anbieterländern wie Russland, Norwegen und Algerien treten so zunehmend neue Lieferländer wie Ägypten, Iran und Nigeria mit verflüssigtem Erdgas in Angebotskonkurrenz zueinander.

433. Ob sich allerdings ein weltweiter Handel für Flüssiggas etablieren wird, bleibt abzuwarten. Gemessen an den Preisen für herkömmliches Erdgas und Erdöl liegt der Preis für Flüssiggas derzeit noch darüber. Dies ist auf die hohen Kosten der Verflüssigung selbst zurückzuführen, aber auch die Verschiffung und die Verdampfung sind noch relativ kostspielig. Im Vergleich zum leitungsgebundenen Transport ist der Einsatz von LNG-Tankern derzeit erst ab einer Entfernung von etwa 3 000 km kostengünstiger.[331] Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von LNG ist in Zukunft von einer Wettbewerbsbelebung zwischen den exportierenden Ländern bzw. Lieferanten auszugehen. Für die Importunternehmen besteht dadurch eine Möglichkeit zur Optimierung ihrer Einkaufsstrategie. Gleichwohl ist aufgrund der insgesamt begrenzten Gasressourcen und des steigenden Gasverbrauchs davon auszugehen, dass die Angebotsmacht der ausländischen Gaslieferanten langfristig zunimmt. Derzeit gibt es Bestrebungen der führenden Exportstaaten für eine koordinierte Absatzpolitik über die Bildung einer „Gas-OPEC“. Die Angebotsmacht der Lieferanten von Flüssiggas kommt schon heute in den Lieferverträgen zum Ausdruck, in denen häufig eine sog. „right not to deliver“-Klausel enthalten ist. Wie im Mineralölmarkt üblich, steht es danach auch im Gasmarkt dem Lieferanten frei, seine Fracht kurzfristig an Orte mit höherer Zahlungsbereitschaft umzulenken.

4.1.2 Ökonomische Grundlagen und Regulierungsbedarf

434. In der Gaswirtschaft wird der Wettbewerb zwischen den Anbietern von Versorgungsleistungen durch marktstrukturelle Besonderheiten beschränkt. Ursache hierfür ist die Existenz eines „natürlichen Monopols“ bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas. Ein solches liegt immer dann vor, wenn die Kostenfunktion im relevanten Bereich der Marktnachfrage subadditiv verläuft.[332] Die Marktnachfrage kann danach von einem Unternehmen zu niedrigeren Gesamtkosten bedient werden als bei einer beliebigen Aufteilung der Nachfragemenge auf zwei oder mehrere Unternehmen, die miteinander im Wettbewerb stehen. Gründe für ein solches Monopol sind Größen- und Verbundvorteile im leitungsgebundenen Transport von Erdgas.[333] Der Bau von Pipelines und die für den Netzbetrieb notwendigen Verdichter- und Regelanlagen ist mit sehr hohen Fixkosten verbunden, die zu einem großen Teil versunkene Kosten darstellen. Durch die erforderliche Höhe der spezifischen Investitionen bestehen für neue Unternehmen hohe strukturelle Markteintrittsbarrieren auf der Netzebene. Ein erfolgreicher Markteintritt wäre indes möglich, wenn eine Bestreitbarkeit des Marktes vorläge. Dies würde allerdings wiederum voraussetzen, dass der Markteintritt eines Unternehmens nicht mit versunkenen Kosten verbunden ist und der Monopolist kurzfristig nicht seinen Preis ändern kann. Da aber gerade in der Energiewirtschaft erhebliche spezifische Investitionen in den Aufbau und den Erhalt von Einrichtungen notwendig sind, scheint eine Angreifbarkeit des Marktes in bestimmten Teilen der Nachfrage auch vor dem Hintergrund der prognostizierten dynamischen Nachfrageentwicklung gegenwärtig nicht gegeben.[334] Ein paralleler Leitungsbau zu bereits bestehenden Transportnetzen ist daher im Allgemeinen betriebswirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll.[335] Ebenso stellt der Stichleitungs-

[327] So kann ein Tanker mit einem Fassungsvolumen von 125 000 m^3 Flüssiggas umgerechnet etwa 75 Mrd. m^3 herkömmliches Erdgas transportieren. Dies Menge reicht, um eine Stadt mit 300 000 Einwohnern etwa ein Jahr lang mit Gas zu versorgen.

[328] Vgl. auch nachfolgend BP Statistical Review of World Energy, June 2006, S. 30.

[329] Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie zu Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, S. 19; BP Statistical Review of World Energy, June 2006, S. 22 ff.; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.), Prognos AG, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV, München 2005, S. 43 ff.

[330] Ein Anlandeterminal für Flüssiggas befindet sich derzeit am Standort Wilhelmshaven in Planung.

[331] European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 901.

[332] Vgl. Baumol, W., Panzar, J., Willig, R., Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, New York 1982; Sharkey, W., The Theory of Natural Monopoly, Cambridge 1982.

[333] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 842.

[334] Anzumerken ist, dass der Gasabsatz zum Teil starken saisonalen Absatzschwankungen unterliegt. Zur Kapazitätsauslastung der Netze vgl. Abschnitt 4.2.2.3.

[335] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 37.

bau bestenfalls eine Randerscheinung dar. Im Gegensatz zu anderen netzbasierten Industrien, wie etwa der Telekommunikation, gilt die Existenz eines nicht angreifbaren natürlichen Monopols im Bereich der Fernleitungs- und Weiterverteilernetze der Gaswirtschaft als weitestgehend empirisch belegt.[336] Dies schließt allerdings nicht aus, dass es auf lange Sicht aufgrund einer sehr dynamischen Nachfrageentwicklung zu einem parallelen Leitungsbau durch Wettbewerber kommen kann, wenn die Nachfrage nicht mehr alleine durch das etablierte Unternehmen bedient werden kann.

435. Gleichwohl ist es im Zeitablauf durch technischen Fortschritt und neue ökonomische Erkenntnisse zur Abkehr von der uneingeschränkten Sichtweise eines natürlichen Monopols in der Energiewirtschaft gekommen. Ändern sich die technologischen Bedingungen auf einem Markt derart, so dass z. B. bestehende Verfahren zur Förderung und zum Bezug von Erdgas kostengünstiger eingesetzt werden können, so werden bei den Nachfragern Substitutionseffekte ausgelöst, die die Auflösung der bislang geltenden Marktstruktur zur Folge haben. So kann es insbesondere in solchen Bereichen der Wertschöpfungskette zu einer Auflösung des natürlichen Monopolbereichs kommen, in denen die Subadditivität der Kostenfunktion nicht besonders ausgeprägt ist, die Investitionen nur teilweise irreversibel sind und noch die Möglichkeit zur Innovation besteht. In den letzten Jahren ist man zu der Auffassung gekommen, dass die Produktion von Elektrizität und Gas prinzipiell tatsächlichem und potentiellem Wettbewerb ausgesetzt ist und kein natürliches Monopol darstellt, welches reguliert werden muss. So sind die den Netzen vor- und nachgelagerten Handelsstufen marktlich organisiert und unterliegen der Wettbewerbsaufsicht durch die Kartellbehörden.[337]

436. Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt ist die vertikale Integration von Wertschöpfungsebenen im Gasmarkt deutlich weniger ausgeprägt. Der Gasmarkt ist als ein mehrstufiges Verteilungssystem aufgebaut, welches sich grob in eine Aufkommensstufe, in eine Verteilerstufe und in eine Endkundenstufe unterteilen lässt. Auf der ersten Stufe wird inländisches Gas gefördert und ausländisches Gas importiert. Auf der zweiten Stufe findet der Transport von Gasmengen zu regionalen und lokalen Weiterverteilern statt. Auf der letzten Stufe wird Gas von Endverbrauchern bezogen, als Input zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt oder an europäischen Hubs und Energiebörsen gehandelt. Während im Elektrizitätsmarkt Stadtwerke neben der Erbringung von Netzdienstleistungen und der Belieferung von Endverbrauchern auch in der Elektrizitätserzeugung tätig sind, wird in der Gaswirtschaft Gas allein auf der Aufkommensstufe durch die überregionalen Ferngasunternehmen hauptsächlich aus dem Ausland importiert. Eine lokale Eigenproduktion von Gas seitens der Weiterverteiler findet nicht statt. Die Zahl der reinen Gashändler ist zudem gering. Die Geschäftstätigkeit der Marktteilnehmer beschränkt sich demnach in erster Linie auf die jeweilige Wirtschaftsstufe. Gleichwohl sind die großen Gasunternehmen mit Importbezug nicht nur auf der Aufkommensstufe tätig, sondern transportieren auch fremdes Gas über ihre eigenen Transportnetze und beliefern mittelbar über ihre Beteiligungen an regionalen und örtlichen Energieversorgungsunternehmen Stadtwerke, Industrie und Haushalts- und Kleingewerbekunden (HuK-Kunden) oder beliefern diese direkt mit Gas.[338]

437. Als Argument für die Vorteilhaftigkeit der vertikalen Integration von vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen gegenüber dem Marktbezug wird gemeinhin die Realisierung sowohl unternehmensindividueller als auch gesamtwirtschaftlicher Effizienzvorteile angeführt.[339] Die Optimierung der Leistungserstellung eines Unternehmens kann durch eine Eliminierung von opportunistischem Verhalten nachgelagerter Unternehmen und die Vermeidung von Verzerrungen bei der Preisbildung durch den mehrfachen Gewinnaufschlag auf die Kosten (sog. doppelte Marginalisierung) erreicht werden. Der Nachweis, dass mit einer vertikalen Integration von Wirtschaftsstufen gesamtwirtschaftliche Effizienzvorteile durch die Eliminierung des Problems der doppelten Marginalisierung einhergehen, kann für die Gaswirtschaft allerdings nicht erbracht werden. Das Interesse der Verbundunternehmen an regionalen und lokalen Weiterverteilern beschränkt sich vorrangig auf bloße Kapitalbeteiligungen. Eine Zusammenlegung von Kompetenzen und eine Systematisierung der Prozessabläufe erfolgt kaum. Die regionalen und lokalen Gasunternehmen bleiben als selbständige Wirtschaftssubjekte erhalten. Während die Beschaffungspolitik dieser Unternehmen durch den „Finanzinvestor“ im Rahmen von Minderheitsbeteiligungen zumindest mitbestimmt wird, erfolgt das Absatzverhalten weitestgehend

---

[336] Zum Wettbewerb auf Fernleitungsebene und zum Aufbau eines zu anderen Fernleitungsnetzen teilweise parallel gelegenen Fernleitungsnetzes durch die Wingas vgl. Abschnitt 4.2.3.3. Zur empirischen Evidenz vgl. unter anderen Armstrong, T. O., Leppel, K., Are Regulated and Potentially Unregulated Combination Gas and Electricity Utilities Natural Monopolies?, in: Journal of Economics and Business, Vol. 46, 1994, S. 195-206; Gordon, D. V., Gunsch, K., Pawluk, C. V., A Natural Monopoly in Natural Gas Transmission, in: Energy Economics, Vol. 25, 2003, S. 473–485; Salvanes, K. G., Tjøtta, S., A Test for Natural Monopolies with Application to Norwegian Electricity Distribution, in: Review of Industrial Organization, Vol. 13, 1998, S. 669-685. Vgl. auch von Hirschhausen, C., Neumann, A., Rüster, S., Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland, Gutachten im Auftrag der EFET Deutschland vom 11. Mai 2007. Für einen allgemeinen und kritischen Überblick zur Regulierung natürlicher Monopole vgl. Joskow, P., Regulation of Natural Monopolies, Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper 005-08, http://web.mit.edu/ceepr/www/2005-008.pdf; Weizsäcker, C. von, Kurzgutachten zur Methode der Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene, Gutachten im Auftrag der BEB vom 10. August 2007.

[337] Vgl. die Diskussion zur sektorspezifischen Regulierung versus bloße Missbrauchsaufsicht der Elektrizitäts- und Gasnetze in Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 879 ff.

[338] Vgl. Abschnitt 4.1.4.

[339] Vgl. nachfolgend Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 679 ff. und 1142 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 34, Baden-Baden 2002, Tz. 137 ff.; Hellwig, M., Wissenschaftliches Gutachten zum Zusammenschlussvorhaben RWE Energy AG/Saar Ferngas AG, Gutachten im Auftrag der MVV Energie AG vom 18. Dezember 2006, S. 10 ff.

autonom. Eine koordinierte Preispolitik, die die Verzerrungen der Preisbildung durch nachgeschaltete Monopole berücksichtigen würde, findet zumeist nicht statt. Die zahlreichen Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen der überregionalen Ferngasunternehmen an Downstream-Firmen sind daher weniger effizienzorientierter als vorrangig strategischer Natur und dienen der eigenen Absatzsicherung.[340] Die Erwartung, dass sich durch die vertikale Vorwärtsintegration der überregionalen Ferngasunternehmen sinkende Preise ergeben, trifft für die Gaswirtschaft so nicht zu.

438. Auch das „Hold-up“-Problem scheint im Gasmarkt nicht ausgeprägt genug zu sein, um als Argument für die vertikale Integration überzeugen zu können. Das opportunistische Verhalten des nachgelagerten Unternehmens besteht hierbei in der Durchsetzung von Nachfragemacht, indem der Abnehmer nur noch bereit ist, niedrigere Preise zu bezahlen, wenn das vorgelagerte Unternehmen seine Investitionen zur Wahrnehmung seiner Lieferantentätigkeit erst einmal getätigt hat. Die von den überregionalen Ferngasnetzbetreibern zu tätigenden Investitionen scheinen allerdings keinen ausreichenden Beleg für die Notwendigkeit einer vertikalen Integration des nachgelagerten Unternehmens zur Beseitigung opportunistischen Verhaltens zu sein. So weisen andere Branchen, wie die Automobil- oder Lebensmittelindustrie, ebenfalls hohe, spezifische und langfristige Investitionen aus, ohne dass die Unternehmen übermäßig stark vertikal integriert sind. Berücksichtigt man zudem die vollständige Konzentration des Erdgasaufkommens auf die wenigen überregionalen Ferngasgesellschaften, so liegt die Verhandlungsmacht eindeutig bei diesen Unternehmen und nicht bei den regionalen und lokalen Weiterverteilern. Dies steht nicht im Widerspruch zu den zahlreichen Kapitalbeteiligungen der überregionalen Ferngasunternehmen an nachgelagerten Weiterverteilern. Zum einen erlauben die Beteiligungen eine Teilhabe an den Erträgen der Regionalgesellschaften und Stadtwerke, zum anderen erhöhen sie erheblich die Markteintrittsbarrieren für potentielle Wettbewerber. Mögliche Marktverschlusseffekte resultieren dabei aus dem Umstand, dass neue Unternehmen als Wettbewerber des vertikal integrierten Unternehmens gezwungen werden, auf mehreren Wirtschaftsstufen des Marktes gleichzeitig einzutreten und die Leistungen selbst zu erbringen, wenn keine „freien“ bzw. unverbundenen Handelspartner zur Verfügung stehen.

439. Weiterhin war in den letzten Jahren eine zunehmende Tendenz der vier Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall zur Bündelung von Elektrizitäts- und Gasaktivitäten zu beobachten. Gleichzeitig wurden Beteiligungen in anderen Wirtschaftsbereichen, wie der vermeintlich lukrativen Wasserversorgung, veräußert. Mit der Konzentration auf den Energiemarkt im engeren Sinne bzw. auf ihr Kerngeschäft realisieren die Multi-Utilities vor allem betriebswirtschaftliche Synergieeffekte und signifikante Spezialisierungsvorteile. Diesen sind allerdings Grenzen gesetzt, da sich der Elektrizitäts- und Gasmarkt in der Beschaffungs- und Absatzstruktur sowie dem physischen Tagesgeschäft deutlich voneinander unterscheiden. Der Hauptgrund für das Engagement der Verbundunternehmen ist, dass sie durch die Beteiligungen an in- und ausländischen Gasproduzenten den Zugang zu bedeutenden Gasvorkommen erhalten. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass Gas als Input zur Elektrizitätserzeugung zunehmend wichtiger wird.[341]

440. Zusammengefasst lässt sich schließen, dass – bedingt durch die ökonomischen, technologischen und institutionellen Rahmenbedingungen – auf den einzelnen Wirtschaftsstufen des Gasmarktes ein unterschiedlicher wettbewerbspolitischer Handlungsbedarf angezeigt ist. Auf der Aufkommensstufe ist Wettbewerb prinzipell möglich, so dass dort keine Regulierung notwendig ist.[342] Der zunehmende internationale Handel mit Flüssiggas wird auf Importebene mittelfristig zu einer Wettbewerbsintensivierung führen. Allerdings herrscht keine Transparenz über die Kosten der Exploration, der Förderung und der Importe. Zudem erschweren die langfristig und über große Mengen abgeschlossenen Gaslieferverträge den Marktzutritt neuer Unternehmen.[343] Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt sind die europäischen Akteure des Gasmarktes vornehmlich auf Lieferungen von Gasproduzenten im außereuropäischen Ausland angewiesen, auf welche die Rechtsprechung der Verbraucherländer keine Anwendung findet. Sowohl das Weiterverteilernetz als auch das Ferngasnetz stellen noch ein regulierungsbedürftiges, nicht angreifbares natürliches Monopol dar. Der Umstand, dass Netzbetreiber sowohl im Netzgeschäft als auch im Handelsgeschäft tätig sind, bringt in Bezug auf das Verhalten gegenüber den anderen Marktteilnehmern zudem besondere Wettbewerbsprobleme mit sich. Die Marktmacht der etablierten Energieversorgungsunternehmen basiert dabei auf zwei Faktoren. So hat sich zum einen durch die Spezifität und die Höhe der Investitionen das Handelsgeschäft in der Vergangenheit parallel zum Netzgeschäft entwickelt, so dass die Netzbetreiber als Gasanbieter auch nach der Öffnung des Gasmarktes immer noch über eine beträchtliche Marktmacht gegenüber den Abnehmern bzw. Endkunden verfügen. Zum anderen besitzen die etablierten Unternehmen Marktmacht gegenüber potentiellen Wettbewerbern, die auf den Zugang zu den wesentlichen Einrichtungen angewiesen sind, um potentielle Abnehmer mit Gas beliefern zu können. Mit der Regulierung des Netzbetriebs wird somit das Ziel verfolgt, Dritten unter der Simulation von Wettbewerbsbedingungen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den wesentlichen Einrichtungen der Netzbetreiber zu ermöglichen. Diese sollen zugleich Anreize für

[340] Zu den Grenzen vertikaler Integration und zum wettbewerblichen Einfluss strategischer Minderheitsbeteiligungen vgl. auch OLG Düsseldorf, Beschluss vom 23. November 2005, VI-2 Kart 14/04 (V), WuW/E DE-R 1639 „Mainova/Aschaffenburger Versorgungs GmbH“ i. V. m. BKartA, Beschluss vom 22. Juli 2004, B8-27/04, WuW/E DE-V 983 „Mainova/Aschaffenburger Versorgungs GmbH“.

[341] Vgl. Tz. 430 und 457.

[342] Eine Regulierung nach EU-Recht wäre indes auch nicht möglich, da sich die wesentlichen Explorationsstätten für Erdgas außerhalb der Europäischen Union befinden.

[343] Vgl. hierzu Abschnitt 4.3.1.

eine effiziente und versorgungssichere Leistungserbringung erhalten. Der marktorientierten Bildung von Gaspreisen auf der Großhandels- und der Einzelhandelsebene steht grundsätzlich nichts entgegen. Neben der Effektivität der Netzregulierung und der Missbrauchsaufsicht ist die Liquidität der Großhandelsmärkte, die Verfügbarkeit freier Netzkapazitäten und die Dichte des strategischen Beteiligungsgeflechts maßgeblich dafür, inwiefern überhaupt Wettbewerb um Endkunden entstehen kann.

4.1.3 Marktabgrenzung

441. Vor dem Hintergrund der ökonomischen Netzstruktur der deutschen Gaswirtschaft lassen sich allgemein vier sachlich relevante Märkte voneinander unterscheiden.[344] Das sind der Markt für die Belieferung regionaler Weiterverteiler, der Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler, der Markt für die Belieferung von Industriekunden und der Markt für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden (HuK-Kunden). Die Märkte für Gastransportleistungen stellen resistente natürliche Angebotsmonopole dar und unterliegen der Regulierung.[345] Eine sachliche Unterscheidung nach Gasqualitäten (H- und L-Gas) findet in der Regel nicht statt. In der Praxis differenziert das Bundeskartellamt zunächst grob zwischen den Märkten für die Belieferung von Weiterverteilern (Großhandelsebene) und Endabnehmern (Einzelhandelsstufe). Auf der Großhandelsstufe ist laut Bundeskartellamt weiter zwischen den beiden Märkten für die erstmalige Belieferung von anderen Ferngasgesellschaften durch überregionale Ferngasgesellschaften und die Belieferung von regionalen und lokalen Weiterverteilern, insbesondere Stadtwerken, durch (über-)regionale Ferngasgesellschaften zu unterscheiden. Das Amt sieht die Unterteilung dieser Marktstufe in zwei sachlich relevante Märkte aufgrund der unterschiedlichen Größe der Unternehmen, des Umfangs betriebsnotwendiger Anlagen, der nachgefragten Gasmengen, der zeitlichen Vertragsdauer und der jeweiligen wirtschaftlichen Zielsetzungen der Marktakteure als geboten an. Die Annahme zweier sachlich voneinander abzugrenzender Weiterverteilermärkte in Deutschland steht im Einklang mit der Rechtsprechung der Gerichte und der Praxis der Europäischen Kommission.[346] Nach Auffassung der Monopolkommission hat sich die vorgenommene Marktabgrenzung zur Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse auf dem Gasmarkt in der Anwendung bislang als sachgerecht und praktikabel erwiesen. Ob der am 1. Juli 2007 begonnene Börsenhandel mit Gas eine Modifizierung des sachlich relevanten Marktes in naher Zukunft bedingt, bleibt abzuwarten.[347]

442. Auf der Einzelhandelsstufe wird der Markt für die Belieferung von industriellen Großkunden vom Markt der Belieferung von HuK-Kunden durch die Gasversorgungsunternehmen abgegrenzt. Auch hier bedingt das unterschiedliche Abnahmeverhalten von Industriekunden und HuK-Kunden eine sachlich getrennte Erfassung. Aufgrund der großen Bezugsmengen kommt Gas im Rahmen des Kostenmanagements der Industriekunden eine große Bedeutung zu. Im Gegensatz zu HuK-Kunden reagieren Industriekunden wesentlich sensibler auf Preisschwankungen und besitzen eine größere Bereitschaft, den Anbieter zu wechseln.[348] Die Tatsache, dass große Industriekunden und Stadtwerke einen Großteil ihres Gasverbrauchs von (über-)regionalen Ferngasunternehmen beziehen, bedeutet jedoch nicht, dass diese dem gleichen sachlich relevanten Markt zuzurechnen sind.[349] So unterscheidet sich die wirtschaftliche Zielsetzung der Akteure und ihr Abhängigkeitsverhältnis gegenüber den Ferngasunternehmen erheblich voneinander.

443. Generell bestehen bei der Erzeugung von Prozessen und Raumwärme sowie der Warmwasserzubereitung Substitutionsbeziehungen zwischen Gas und alternativen Energieträgern wie Heizöl, Kohle, Fernwärme und Elektrizität. Berücksichtigt man aber allein die Wechselkosten, so beträgt für die Abnehmer die Bindung bei der Wahl eines Energieträgers etwa 15 Jahre. Infolgedessen ist nach der bisherigen Auffassung des Bundeskartellamtes und der Kartellgerichte auf der Endkundenstufe lediglich auf Gas abzustellen.[350]

444. In räumlicher Hinsicht werden die sachlich relevanten Märkte nach dem Bedarfsmarktkonzept regional nach den Netzgebieten der Unternehmen abgegrenzt. Ein

---

[344] Vgl. nachfolgend BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06, S. 12; BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, S. 15 f.; Monopolkommission, Sondergutachten 34, Baden-Baden 2002, Tz. 27 ff.

[345] Zur Netzregulierung im Gasmarkt vgl. Abschnitt 4.2.

[346] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 20. Juni 2006, VI-2 Kart 1/06 (V), WuW/E DE-R 1757 „E.ON-Ruhrgas" i.V.m. BKartA vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147 „E.ON-Ruhrgas"; BGH, Beschluss vom 13. Dezember 2005, KVR 13/05, WuW/E DE-R 1726 „Stadtwerke Dachau"; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 23. November 2005, VI-2 Kart 14/04 (V), WuW/E DE-R 1639 „Mainova/Aschaffenburger Versorgungs GmbH" i. V. m. BKartA, Beschluss vom 22. Juli 2004, B8-27/04, WuW/E DE-V 983 „Mainova/ Aschaffenburger Versorgungs GmbH"; Europäische Kommission, Entscheidung vom 17. Dezember 2002, COMP/M. 2822 – EnBW/ ENI/GVS, Tz. 13 ff.

[347] Zur Bedeutung des Handels für die Abgrenzung des sachlich relevanten Marktes vgl. Abschnitt 3.3.

[348] Vgl. Tz. 462 f.

[349] Zur Bezugsstruktur vgl. Tz. 455.

[350] Vgl. BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06, S. 13; BGH, Urteil vom 9. Juli 2002, KZR 30/00, S. 12 f., WuW/E DE-R 1006, 1009 „Fernwärme Börnsen"; BKartA, Beschluss vom 17. Januar 2002, B8-109/01, S. 29 f. Dagegen hat der VIII. Zivilsenat des Bundesgerichtshofes mit seinem Urteil zur Billigkeitskontrolle gemäß § 315 Abs. 3 BGB vom 13. Juni 2007 die Frage bejaht, ob es einen Wärmemarkt gibt, in dem neben Gas andere Energiearten wie Heizöl, Strom, Kohle, Fernwärme und Bioanlagen zu berücksichtigen sind. Demnach wären die Erdgas anbietenden kommunalen Stadtwerke mit eigenem Verteilungsnetz nicht mehr automatisch als marktbeherrschende Unternehmen im Sinne von § 19 GWB anzusehen. Allerdings geht aus der Annahme des VIII. Zivilsenats nicht hervor, ob in der Praxis tatsächlich ein hinreichender Wettbewerbsdruck existiert, so dass Gasversorgungsunternehmen in ihrer Preisgestaltung durch Substitutionsalternativen eingeschränkt werden. So scheinen die genannten Heizenergieträger in Bezug auf ihre Verfügbarkeit, Preisgestaltung und Wirtschaftlichkeit keine echte Alternative zu Gas darzustellen. Vgl. BGH, Urteil vom 13. Juni 2007, VIII ZR 36/06, Tz. 34 sowie die Anmerkung von Markert, K. zu diesem Urteil zur Billigkeitskontrolle gemäß § 315 Abs. 3 BGB, in: Recht der Energiewirtschaft, H. 9, 2007, S. 258–267, 265 f.

Durchleitungswettbewerb um Gasmengen verschiedener Anbieter hat sich auch mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes bislang nur wenig entwickeln können. Einem netzbetreibenden Gasversorger kommt demnach weiterhin eine zumindest überragende Marktstellung im Sinne des § 19 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 GWB zu, da er fast ausschließlich die gesamte Nachfrage in seinem Netzgebiet bedient. Die im Zeitablauf wiederholt vorgenommene netzbezogene Marktabgrenzung durch das Bundeskartellamt wurde in mehreren Gerichtsurteilen bestätigt, sowohl zum Zeitpunkt vor und nach der Öffnung des Energiemarktes 1998 als auch nach Aufnahme der sektorspezifischen Regulierung des Netzzugangs durch die Bundesnetzagentur 2005.[351] Auch in seinem jüngsten Beschluss zum Zusammenschlussvorhaben RWE Energy AG/Saar Ferngas AG grenzt das Bundeskartellamt die räumlich relevanten Märkte nach den Netzen der beteiligten Unternehmen ab.[352] Es berücksichtigt in seinen Ausführungen durchaus den Umstand, dass sich die Netzzugangsbedingungen aufgrund der neuen rechtlichen Rahmenbedingungen im Zeitablauf verbessert haben. Ein hinreichender Durchleitungswettbewerb auf Basis des neuen Netzzugangsmodells habe sich aber bislang nicht entwickeln können, so dass weiterhin eine netzbezogene Marktabgrenzung notwendig sei. Die Ausweichmöglichkeiten der Abnehmer seien weiterhin stark begrenzt. Die Bereitschaft der Endverbraucher zu einem Lieferantenwechsel sei noch gering.[353] Für eine Änderung der (räumlichen) Marktabgrenzung bedürfe es daher nicht nur einer Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen. Maßgeblich sei vielmehr die Entwicklung der tatsächlichen Marktverhältnisse.[354]

445. Auch aus Sicht der Monopolkommission spiegelt eine unternehmensübergreifende Marktabgrenzung bislang nicht die tatsächlichen Marktverhältnisse im deutschen Gasmarkt wider.[355] Rückblickend muss konstatiert werden, dass die Wettbewerbsentwicklung seit der Marktöffnung 1998 sehr schleppend verlaufen ist. Die Verbändevereinbarung Gas II von 2002 hatte aufgrund des angewendeten transportpfadabhängigen Punkt-zu-Punkt-Modells keine wesentliche Verbesserung bewirkt. Die Weiterentwicklung des Netzzugangs zu einem transaktionsunabhängigen Entry-Exit-Modell scheiterte schließlich an den Vorstellungen der Verhandlungsteilnehmer.[356] Auch die jüngste Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes, die ein solches Entry-Exit-Modell vorschreibt, hat bislang nicht zu einer maßgeblichen Änderung der Marktverhältnisse geführt. Die Transportpfadunabhängigkeit des Gasnetzzugangs wird durch die Zersplitterung des Gasmarktes in zahlreiche Teilmärkte nur sehr begrenzt verwirklicht. Auch wiegt der Umstand besonders schwer, dass in die Kooperationsvereinbarung Erdgas neben dem Zweivertragsmodell das „netzscharfe“ Einzelbuchungsmodell mit aufgenommen wurde. Zwar wurde dieses schon kurz nach Inkrafttreten der Kooperationsvereinbarung Erdgas durch die Bundesnetzagentur untersagt.[357] Hinzu kommen aber die in der Vergangenheit langfristig abgeschlossenen Gaslieferverträge zwischen den Ferngasunternehmen und den Weiterverteilern, wodurch dem Markt strategisch die Liquidität entzogen wurde.[358] Die Verwirklichung eines Durchleitungswettbewerbs hat sich dadurch weiter verzögert.

446. Die Monopolkommission kann daher derzeit nicht feststellen, dass sich auf dem inländischen Gasmarkt ein Durchleitungswettbewerb in dem Maße entwickelt hat, welcher eine über die Reichweite eines Leitungsnetzes gehende Marktabgrenzung rechtfertigen würde.[359] Eine zu weite Marktabgrenzung birgt zudem die Gefahr, dass die Marktmacht der Unternehmen auf ihren sachlich relevanten Märkten erheblich unterschätzt wird. Mögliche Marktschließungseffekte durch die zahlreichen Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen der überregionalen und regionalen Ferngasunternehmen an lokalen Weiterverteilern, insbesondere Stadtwerken, werden bei einer solchen Betrachtung nicht sachgerecht erfasst. Im Rahmen der vertikalen Vorwärtsintegration der großen Energieversorgungsunternehmen zielt der Erwerb von Beteiligungen an regionalen und lokalen Verteilerunternehmen nach Einschätzung der Monopolkommission weniger auf die Realisierung von Effizienzvorteilen ab als vielmehr auf die strategische Absatzsicherung für das eigene Unternehmen. Die Zahl der Beteiligungen der vier Verbundunternehmen an Gasversorgungsunternehmen mit eigenem Netz beträgt derzeit über 350, wovon auf Minderheitsbeteiligungen über drei Viertel und auf Mehrheitsbeteiligungen knapp ein Viertel entfällt. Der Anteil der Verbundunternehmen E.ON und RWE beläuft sich hierbei auf etwa 85 Prozent. Auf dem Elektrizitätsmarkt ist die Zahl der Beteiligungen und die Verteilung auf die Verbundunternehmen nur unwesentlich geringer. Hinzu kommen etwa 30 bis 40 Beteiligungen der Verbundunternehmen an Elektrizitäts- und Gashändlern. Eine ausführliche Übersicht zu den wesentlichen Minderheits- und Mehrheitsbeteiligungen an inländischen Energieversorgungsunternehmen sowie zur Aktionärsstruktur der vier Verbundunternehmen befindet sich im Anhang dieses Gutachtens.

447. Neben den direkten vertikalen Marktverschlusseffekten gehen sowohl mit Mehrheits- als auch mit Minderheitsbeteiligungen horizontale Konzentrationswirkungen einher. Infolge der bestehenden Verflechtungen entfällt

351 Vgl. Fn. 343.
352 BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06, S. 13 ff.
353 Vgl. Tz. 462.
354 Vgl. BGH, Beschluss vom 4. November 2003, KZR 16/02, WuW/E DE-R 1206 „Strom und Telefon I“ i.V.m. BGH, Beschluss vom 15. Juli 1997, KVR 33/96, WuW/E DE-R 24 „Stromversorgung Aggertal“.
355 Vgl. auch Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 682.
356 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 18.
357 Zum Netzzugangsmodell im Gasmarkt vgl. Abschnitt 4.2.2.2 und zur Untersagung der Einzelbuchungsvariante durch die Bundesnetzagentur vgl. Abschnitt 4.2.4.2.
358 Vgl. Abschnitt 4.3.1. Zur Untersagungsverfügung an die E.ON Ruhrgas AG gegen die Praxis langfristiger Gaslieferverträge vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147, „E.ON Ruhrgas“.
359 Ebenso ist eine europaweite Marktabgrenzung zwar theoretisch denkbar, da die nationalen Gasmärkte rechtlich geöffnet wurden. Faktisch jedoch sind diese aber weiterhin voneinander abgeschottet.

für ein Stadtwerk der tatsächliche oder potentielle Wettbewerb eines (über-)regionalen Ferngasunternehmens um die Belieferung von HuK-Kunden.[360] Bei Minderheitsbeteiligungen ergibt sich die Beschränkung des Wettbewerbs in erster Linie durch die Bündelwirkung der zahlreichen Beteiligungen eines großen Energieversorgungsunternehmens. Mit jeder Beteiligung eines großen Energieversorgungsunternehmens sinkt die Wahrscheinlichkeit des Markteintritts neuer Gasanbieter, da die Zahl freier Weiterverteiler als potentielle Kunden insgesamt abnimmt. Weiterhin sind Minderheitsbeteiligungen dahingehend als problematisch anzusehen, als sie zumindest einen Informationsvorsprung des vorgelagerten Unternehmens gegenüber potentiellen Wettbewerbern generieren. Vor dem Hintergrund der bestehenden hohen Konzentration im Gasmarkt und der Problematik, überhaupt Wettbewerb um netzgebundene Produkte entwickeln zu können, sowie des folglich bislang geringen tatsächlichen Wettbewerbs um Gaskunden sieht die Monopolkommission derartige Konzentrationseffekte besonders kritisch. Im Ergebnis reichen schon kleine Beteiligungserwerbe aus, um die schon bestehenden marktbeherrschenden Stellungen der beteiligten Unternehmen weiter zu verstärken. Ob in naher Zukunft – insbesondere durch das neue Netzzugangsmodell – eine andere sachliche Marktabgrenzung angezeigt ist, bleibt abzuwarten.

448. Die Monopolkommission weist zudem darauf hin, dass eine sachgerechte räumliche Marktabgrenzung neben einem faktischen auch einem methodischen Wandel unterliegen kann. So findet zwar die gängige Praxis des Bundeskartellamtes wiederholt Bestätigung durch die Rechtsprechung der Kartellgerichte. Dieser Umstand allein ist aber noch kein hinreichender Beleg dafür, ob sich nicht durch die Anwendung moderner ökonometrischer Methoden der Marktabgrenzung ein anderer – netzeigentumübergreifender – Markt als bei der traditionellen Abgrenzung nach dem Bedarfsmarktkonzept ergeben würde. Im Zuge des „more economic approach“ besteht die Möglichkeit eines zusätzlichen Erkenntnisgewinns, wenn neben dem klassischen Verfahren der Marktabgrenzung weitere ökonomische Konzepte angewendet werden. Eine Überprüfung der nach dem Bedarfsmarktkonzept erstellten Marktabgrenzung mit Hilfe des hypothetischen Monopolistentests (Small but Significant Non Transitory Increase in Price, SSNIP) und empirischer Verfahren, wie Preiskorrelations- und Schockanalysen sowie Kreuzpreiselastizitäten, kann hier weiteren Aufschluss über die „Richtigkeit“ der vorgenommenen Marktabgrenzung geben.[361] So ist vorstellbar, dass eine nach dem hypothetischen Monopolistentest vorgenommene Marktabgrenzung zu einer anderen Abgrenzung der Kundengruppen führt. Die Monopolkommission ist sich dabei durchaus bewusst, dass ökonometrische Verfahren für sich genommen nur bedingt aussagekräftig sind. Da diese Einschränkung aber auch für das klassische Bedarfsmarktkonzept gelten kann, scheint eine integrierte Anwendung verschiedener methodischer Verfahren angezeigt. Die tatsächlichen Marktverhältnisse können so adäquat berücksichtigt werden. Aus den Beschlussakten der Bundeskartellamtes ist jedenfalls nicht ersichtlich, ob zusätzlich zum Bedarfsmarktkonzept weitere Verfahren zur Marktabgrenzung angewendet wurden oder aus welchen Gründen sie keine Berücksichtigung gefunden haben. Gleichwohl ist sich die Monopolkommission darüber im Klaren, dass dem Amt, aber im Übrigen ebenso der Bundesnetzagentur – auch vor dem Hintergrund ihrer Ressourcen – eine gewisse methodische Wahlfreiheit zusteht. Dennoch wäre es aus Sicht der Monopolkommission für die Nachvollziehbarkeit ergangener Entscheidungen wünschenswert, wenn die vorgenommene Methodenwahl begründet wird. Aus den genannten Gründen ist die Kommission daher auch gespannt auf die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der vorzunehmenden räumlichen Marktabgrenzung im Bereich der Fernleitungsnetze.[362]

4.1.4 Marktteilnehmer

449. Entsprechend der sachlichen Marktabgrenzung lassen sich in der deutschen Gaswirtschaft drei wesentliche Gruppen von Akteuren unterscheiden: zum einen die (inländischen) Erdgasfördergesellschaften und die Ferngasunternehmen mit Importbezug (überregionale Ferngasunternehmen), zum zweiten die Ferngasunternehmen ohne Importbezug (regionale Ferngasunternehmen) und zum dritten die Regional- und Ortsgasunternehmen (vornehmlich Stadtwerke). Insgesamt waren im Jahr 2006 weit über 700 Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland tätig.[363] Darüber hinaus existieren neben den mit den Netzbetreibern konzernverbundenen Handelsunternehmen auch einige Gashändler, die in Deutschland kein eigenes Netz betreiben. Reine Gashändler kaufen Gas an ausländischen Börsen ein oder beziehen es direkt von inländischen und ausländischen Produzenten.[364]

450. Ferngasunternehmen sind zumeist Töchter international operierender und vertikal integrierter Energiekonzerne.[365] Überregionale Ferngasunternehmen fördern Erdgas aus in- und ausländischen Lagerstätten oder importieren Gas von ausländischen Lieferanten. Zugleich sind sie im Besitz der für die Weiterverteilung von Gas wichtigen Transportnetze mit Auslandsanbindung. Auf der (internationalen) Transportebene sind die Ferngasgesellschaften durch Verträge langfristig an die ausländischen Gasproduzenten gebunden. Die Laufzeit beträgt hierbei in der Regel mehr als 20 Jahre. Die langfristigen Gaslieferverträge enthalten vornehmlich „Take-or-pay“-

---

[360] Vgl. ausführlich Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 679 ff. Vgl. auch jüngst OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6. Juni 2007, VI-2 Kart 7/04 (V), S. 26 ff., BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06, S. 18; BKartA, Beschluss vom 20. November 2003, B8-84/03, WuW/E De-V 837 „E.ON Hanse/Stadtwerke Lübeck“, S. 46 f.

[361] Zu den empirischen Verfahren der Marktabgrenzung vgl. Schwalbe, U., Zimmer, D., Kartellrecht und Ökonomie, Frankfurt 2006, S. 87 ff.

[362] Nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV können Betreiber eines überregionalen Fernleitungsnetzes von der Netzentgeltregulierung ausgenommen werden, wenn sie zu einem überwiegenden Teil wirksamem oder potentiellem Wettbewerb ausgesetzt sind. Vgl. Abschnitt 4.2.3.3.

[363] Vgl. auch BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, S. 6 ff.; BGW, 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, Bonn 2007.

[364] Zum Aufbau einer deutschen Gasbörse vgl. Abschnitt 4.3.2.

[365] Vgl. hierzu auch die Abbildungen im Anhang.

Klauseln, womit sich die Ferngasgesellschaften zu einer kontinuierlichen Mindestabnahmemenge verpflichten und somit das Mengenrisiko übernehmen. Dagegen liegt das Preisrisiko beim Lieferanten, welches aber überwiegend noch durch die Koppelung des Gaspreises an die Preisentwicklung von Öl beschränkt ist. Neben dem Verkauf des geförderten oder importierten Erdgases an andere überregionale und regionale Ferngasunternehmen beliefern sie auch regionale und lokale Weiterverteiler. Weiterhin setzen sie Gas zur Elektrizitätserzeugung ein und handeln Gas an europäischen Gasbörsen.

Nach der Erhebung des Bundeskartellamtes sind auf dem deutschen Gasmarkt derzeit sieben überregionale Ferngasgesellschaften aktiv.[366] Im Einzelnen sind dies die E.ON Ruhrgas AG, die Erdgas-Verkaufs GmbH, die Exxon Mobil Gas Marketing Deutschland GmbH & Co. KG, die RWE Energy AG, die Shell Erdgas Marketing GmbH & Co. KG, die Verbundnetz Gas AG und die Wingas GmbH. Seit 2004 sind Exxon Mobil und Shell an den bestehenden Lieferbeziehungen des ehemaligen Ferngasunternehmens BEB Erdgas und Erdöl GmbH, welches sich auf die Verteilung von Erdgas spezialisiert hat, zu gleichen Teilen beteiligt.

451. Die zweite wesentliche Handelsstufe beinhaltet die regionalen Ferngasgesellschaften. Diese besitzen keine eigenen Förderquellen und weisen keinen wesentlichen Importbezug von Erdgas auf. Vielmehr beziehen sie Gas von den Unternehmen, die auf der ersten Wertschöpfungsstufe aktiv sind. Mit dem eingekauften Erdgas werden dann ebenfalls regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen sowie private Haushalte, Gewerbe und Industriebetriebe beliefert.

Zu den momentan etwa acht tätigen regionalen Ferngasgesellschaften sind die Gasversorgung Süddeutschland GmbH, die Bayerngas GmbH, die Gas-Union GmbH, die Saar Ferngas AG, die EWE AG, die E.ON Avacon AG, die Ferngas Nordbayern GmbH und die Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH zu zählen.[367]

452. Auf der letzten Wertschöpfungsstufe befinden sich die regionalen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen. Diese Unternehmen beziehen Gas von den überregionalen und regionalen Ferngasgesellschaften zur Versorgung von Endkunden wie HuK-Kunden und Industriekunden, zur Wärmeerzeugung und zur Eigennutzung (Kraftwerksgas) oder handeln das eingekaufte Gas im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit an ausgesuchten Handelsplätzen.

In der Bundesrepublik Deutschland existieren etwa 40 Regionalgesellschaften und etwa 650 örtliche Gasversorgungsunternehmen.[368] Dazu zählen unter anderen die E.ON Hanse AG, die GASAG Berliner Gaswerke AG, die Mainova AG, die MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, die Stadtwerke Bonn GmbH und die Stadtwerke München GmbH.

453. Auf der Aufkommensstufe dominieren die Gasunternehmen mit Importbezug das Marktgeschehen. Da weniger als 20 Prozent des inländischen Gasverbrauchs durch die einheimische Gasproduktion gedeckt werden, müssen folglich über 80 Prozent des Gasbedarfs über ausländische Bezugsquellen importiert werden. Zudem wird das in Deutschland vorkommende Erdgas überwiegend von denjenigen Unternehmen gefördert, die auch als Importeur tätig sind. Knapp drei Viertel der inländischen Gesamtfördermenge entfällt auf die zwei größten Unternehmen BEB Erdgas und Erdöl GmbH, die zu je 50 Prozent zu Exxon Mobil und Deutsche Shell GmbH gehört, und Mobil Erdgas und Erdöl GmbH (100 Prozent Exxon Mobil). Weitere Förderunternehmen sind die RWE Dea AG, die Wintershall AG und die Gaz de France PEG.[369]

454. Neben ihrer eigenen Zugehörigkeit zu einem Konzernunternehmen des (europäischen) Energiemarktes verfügen alle überregionalen Ferngasgesellschaften ihrerseits über eine Vielzahl an Minder- und Mehrheitsbeteiligungen an regionalen und lokalen Weiterverteilern.[370] Anders als im Elektrizitätsmarkt wird Gas nicht lokal produziert und vermarket, so dass letztlich ein Endabnehmer immer unmittelbar oder mittelbar Gas von einem überregionalen Ferngasunternehmen bezieht. Aufgrund ihrer ausgeprägten Tätigkeit als (Ferngas-)Netzbetreiber und Händler des produzierten und importierten Erdgases kommt den überregionalen Ferngasunternehmen eine bedeutende Marktstellung zu. E.ON Ruhrgas ist das bei weitem größte Unternehmen im deutschen Gasmarkt mit einem Importanteil von ca. 60 Prozent und einem Beteiligungsgeflecht, welches nahezu 30 Prozent aller Verteilernetzbetreiber umfasst. Die mit Abstand folgenden größten Unternehmen auf dem deutschen Gasmarkt sind RWE, Wingas, Verbundnetz Gas, Exxon Mobil und Shell (vgl. Abbildung 4.1).[371] Diese Unternehmen vereinen zusammen über 80 Prozent der inländischen Förderkapazitäten, zwischen 90 und 100 Prozent der Importmengen und etwa 80 Prozent der Speicherkapazitäten.[372] Bis auf wenige Ausnahmen ist die Anzahl neuer Gashändler, auch im Hinblick auf das gehandelte Volumen, gering. Auf europäischer Ebene sind als größte Gasunternehmen Eni (Italien), Gasunie (Niederlande), E.ON Ruhrgas (Deutschland), Gaz de France (Frankreich), Centrica (Großbritannien) zu nennen.

455. Auf der Weiterverteilerstufe werden nahezu alle Orts- und Regionalgasunternehmen von überregionalen und regionalen Ferngasunternehmen beliefert (vgl. auch Abbildung 4.2). Auf der Endverbraucherstufe erfolgt die

[366] Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, S. 7. Vgl. auch Prüfungsverfahren der Bundesnetzagentur zu § 3 Abs. 2 GasNEV.

[367] Vgl. ebenda.

[368] Vgl. BGW, 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, Bonn 2007.

[369] Vgl. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG), Jahresbericht 2006, S. 46.

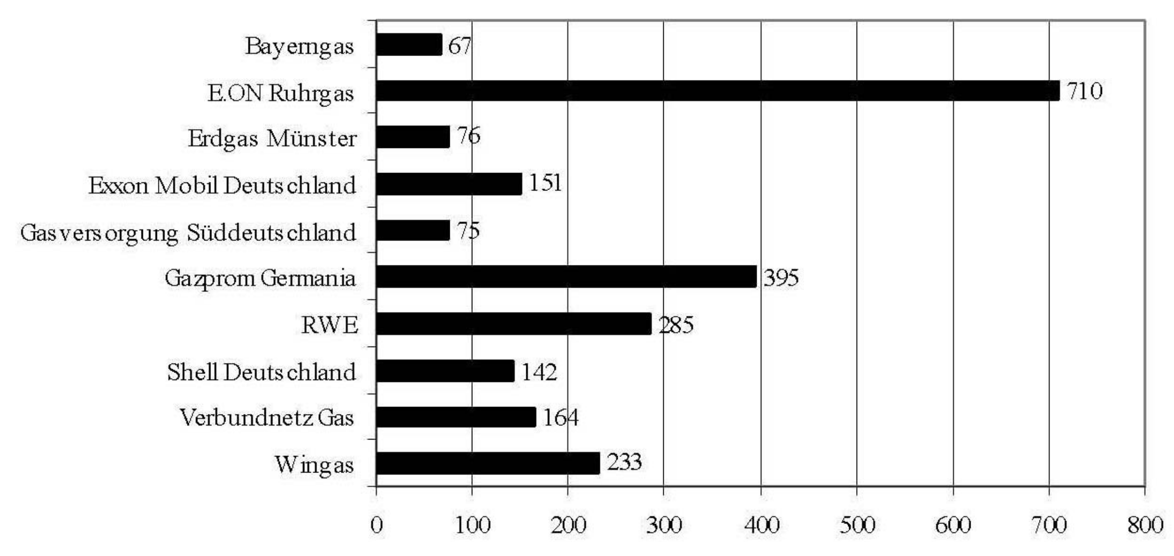
[370] Vgl. Tz. 446 sowie die Darstellung der wesentlichen Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen der vier Verbundunternehmen im Anhang dieses Gutachtens.

[371] Gazprom Germania wird hier nicht berücksichtigt, da der Marktanteil durch die Überkreuzverflechtungen mit Wingas und Verbundnetz Gas verzerrt wird; vgl. auch Abbildung 4.1.

[372] Vgl. auch European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 91.

Abbildung 4.1

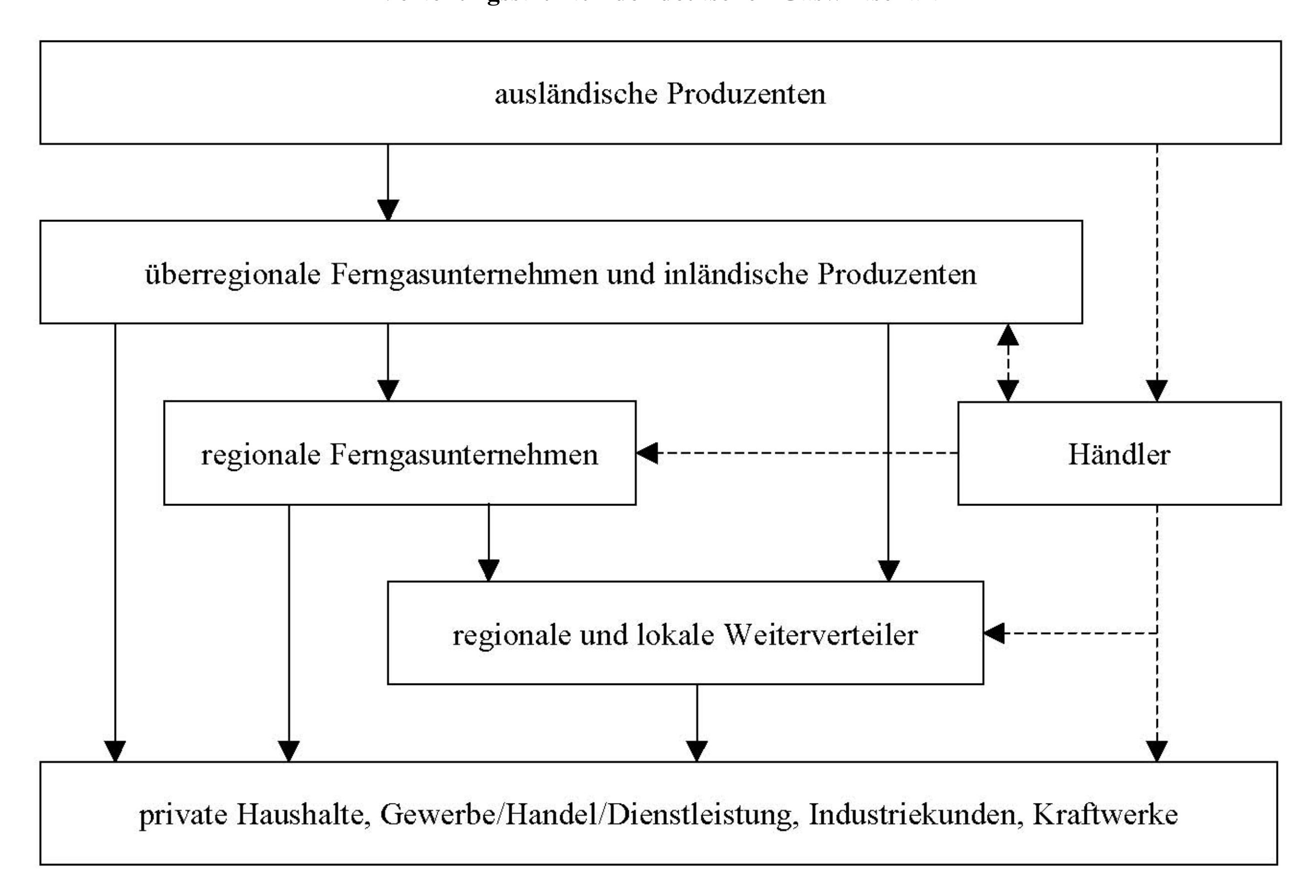
Gasunternehmen in Deutschland nach Absatz in Mrd. kWh (2006)



Quelle: BGW, 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, Bonn 2007 sowie Unternehmensangaben

Abbildung 4.2

Verteilungsstruktur der deutschen Gaswirtschaft



Quelle: Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, Köln 2005, S. 158

direkte Versorgung der Endverbraucher zu ca. 72 Prozent durch Orts- und Regionalgasunternehmen, zu ca. 26 Prozent durch (über-)regionale Ferngasgesellschaften und zu ca. 2 Prozent durch Erdgasproduzenten. Nach Verbrauchergruppen differenziert erfolgt die Gasabgabe an die Industriekunden zu ca. 47 Prozent durch Orts- und Regionalgasunternehmen, zu ca. 50 Prozent durch (über-)regionale Ferngasgesellschaften und zu ca. 3 Prozent durch Erdgasproduzenten. Die Abgaben an Kraftwerke und Fernwärmeversorgungsunternehmen werden dominiert von den Orts- und Regionalgasunternehmen mit ca. 75 Prozent, gefolgt von den (über-)regionalen Ferngasgesellschaften mit ca. 22 Prozent und den Erdgasproduzenten mit ca. 3 Prozent. Die Versorgung von HuK-Kunden erfolgt fast ausschließlich durch Orts- und Regionalgasunternehmen mit einem Anteil von ca. 93 Prozent. Der restliche Anteil von ca. 7 Prozent entfällt auf die (über-)regionalen Ferngasunternehmen.[373]

4.1.5 Gasverbrauch, Preisbildung und Wechselquote

456. Die Bundesrepublik Deutschland verfügte im Jahr 2006 über ein Gasaufkommen von knapp 1 200 Mrd. kWh (vgl. Tabelle 4.1). Die Importquote betrug knapp 85 Prozent. Neben einem geringen, aber positiven Speichersaldo entfielen etwa 13 Prozent des Gasaufkommens auf Exporte. Die im Inland verbrauchte Gasmenge von gut 1 000 Mrd. kWh stammt zu etwa 15 Prozent aus inländischer Produktion, zu 35 Prozent aus Russland, zu 27 Prozent aus Norwegen, zu 19 Prozent aus den Niederlanden und zu etwa 4 Prozent aus Dänemark, Großbritannien und anderen Ländern. Aufgeschlüsselt nach Verbrauchergruppen verteilt sich der Gasverbrauch mit ca. 24 Prozent auf industrielle Endabnehmer, mit ca. 13 Prozent auf die Elektrizitätserzeugung, mit ca. 14 Prozent auf die Fernwärmeversorgung und mit ca. 49 Prozent auf HuK-Kunden. Der Gasanteil am gesamten deutschen Energieverbrauch betrug im Jahr 2006 22,8 Prozent (+ 1,5 Prozent gegenüber 2005) und liegt damit hinter Mineralöl mit 35,7 Prozent (+ 0,2 Prozent gegenüber 2005) auf Platz 2. Der Rest verteilt sich auf Steinkohle mit 13,0 Prozent (+ 1,3 Prozent gegenüber 2005), Braunkohle mit 10,9 Prozent (– 1,5 Prozent gegenüber 2005), Kernenergie 12,6 Prozent (+ 2,7 Prozent gegenüber 2005), Wasser- und Windkraft mit 1,3 Prozent (+ 9,3 Prozent gegenüber 2005) sowie auf Sonstige mit 3,7 Prozent (+ 16,0 Prozent gegenüber 2005).

457. Neben dem zunehmenden Gasverbrauch zu Wärmezwecken durch HuK-Kunden hat die Gasnachfrage vor allem auch durch die zunehmende Verwendung als Input zur Elektrizitätserzeugung zugenommen. Insbesondere durch die Einführung von Emmissionszertifkaten ist die Verwendung von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken aufgrund des wesentlich niedrigeren Schadstoffaustoßes attraktiver geworden. Die Merit Order, d. h. die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken zur Elektrizitätserzeugung, wird mit der Einführung des Emissionshandels zusätzlich durch die Höhe der Zertifikatskosten bzw. deren Opportunitätskosten beeinflusst. Wurden vor Einführung des Emissionshandels vornehmlich Braunkohle und Kernenergie zur Grundlastsicherung und Erdgas zur Deckung von Spitzenlast eingesetzt, so verschiebt sich bei hinreichend hohen Zertifikatspreisen die Einsatzreihenfolge zugunsten von Erdgas, mit der Folge, dass die Gasnachfrage insgesamt steigt.[374]

Tabelle 4.1

Gaskennzahlen in Mrd. kWh

Kennzahl	2005	2006
Inländische Erdgasförderung	184	182
+ Import	1 018	1 015
= Erdgasaufkommen	1 202	1 197
– Export	211	160
+ Speichersaldo[1]	10	– 21
= Inlandsverbrauch	1 001	1 016

[1] Positiver Speichersaldo bedeutet Speicherentnahme und Negativwerte sind mit Speichereinspeisungen gleichzusetzen.

Quelle: BGW

458. Die Gaspreise sowohl für Importmengen als auch für Hubmengen sind deutschland- wie europaweit im Zeitablauf zum Teil stark angestiegen. Der durchschnittliche Grenzübergangspreis[375] stieg von 1,61 ct/kWh im Jahr 2005 auf 2,13 ct/kWh im Jahr 2006 an (+ 80,5 Prozent gegenüber 2004). Der Grenzübergangspreis hat demnach – von kurzfristigen Ausnahmen abgesehen – stark zugenommen und folgt mit einer zeitlichen Verzögerung der Preisentwicklung von Heizöl. Der Preis von Gas, welches an den etablierten europäischen Hubs gehandelt wird, zeigte sich in der Vergangenheit im Gegensatz zu langfristig abgeschlossenen Verträgen äußerst volatil. Der durchschnittliche Spotmarktpreis für den Day-ahead-Handel an den europäischen Handelsplätzen, wie Zeebrugge (Belgien) und Title Transfer Facility Point (TTF, Niederlande), ist im Zeitablauf ebenfalls gestiegen.[376] Gleichwohl existieren Phasen, in denen der Preis auf dem Spotmarkt unterhalb des Preises für langfristige

[373] Vgl. Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, Köln 2005, S. 167.

[374] Zur Interdependenz zwischen Elektrizitäts- und Gaspreisen vor dem Hintergrund des Emissionshandels vgl. ausführlich Hellwig, M., Wissenschaftliches Gutachten zum Zusammenschlussvorhaben RWE Energy AG/Saar Ferngas AG, Gutachten im Auftrag der MVV Energie AG vom 18. Dezember 2006; Newbery, D., Climate Change Policy and its Effect on Market Power in the Gas Sector, Electricity Policy Research Group Working Paper 510, University of Cambridge, Februar 2006.

[375] Der vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelte Grenzübergangspreis bzw. Großhandelspreis von Gas ist ein statistischer Durchschnittspreis aller Importmengen. Der Grenzübergangspreis gibt den Wert von Gas an der deutschen Grenze an und beinhaltet folglich keine deutsche Erdgassteuer.

[376] Vgl. auch European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Abbildung 36, S. 107.

Verträge liegt. Diese Zeiträume sind durch ein hohes Handelsvolumen gekennzeichnet.

459. Die deutsche Gaswirtschaft weist eine kontinuierlich wachsende Importabhängigkeit auf, während die Fördermengen im Inland auf niedrigem Niveau relativ konstant geblieben sind. Die Anzahl der verschiedenen Lieferanten und Länder ist dagegen gering. Die aus deutscher Sicht wichtigsten Erdgasbezugsquellen sind mit Abstand Russland und Norwegen, gefolgt von den Niederlanden und Großbritannien, Dänemark und anderen.[377] Zur Deckung des Erdgasbedarfs und zur Steigerung der Versorgungssicherheit versuchen die deutschen Importeure die Anzahl ihrer Handelspartner zu erhöhen, um eine allzu große Abhängigkeit von einem einzigen Erdgaslieferanten zu vermeiden. So werden die von den neuen Marktteilnehmern in Deutschland gehandelten Gasmengen an diversen europäischen Gashubs eingekauft und über Pipelines nach Deutschland geliefert. An der European Energy Exchange in Leipzig hat am 2. Juli 2007 der Spothandel im Marktgebiet BEB begonnen.[378] Unter den an der Börse gehandelten Mengen befindet sich auch Flüssiggas. Deutschland selber verfügt momentan noch über keinen LNG-Terminal. Ein solcher befindet sich aber in Wilhelmshaven in Planung.

460. Zur Absicherung von Preisrisiken findet in den (langfristigen) Import- und Lieferverträgen größtenteiles eine Koppelung des Gaspreises an den Ölpreis statt.[379] Im Gegensatz zum Spotmarkt orientieren sich die Formelpreise nicht an der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation.[380] Die Koppelung von Erdgas an den Preis für leichtes und schweres Heizöl erfolgt auf der Beschaffungs- und Weiterverteilerstufe typischerweise nach dem 6-3-3-Prinzip. Danach wird der relevante Durchschnittspreis für Heizöl für einen Zeitraum von sechs Monaten ermittelt, nach einem Zeitraum von drei Monaten auf den Gaspreis für drei Monate angewendet. Unterschiede im Gaspreis ergeben sich zusätzlich aus der Gewichtung des Heizölpreises. Die Ölpreisbindung hat sich Ende der 1960er Jahre etabliert, als Erdgas in größeren Mengen auf dem europäischen Energiemarkt Verwendung fand und damit in direkte Konkurrenz zu Heizöl als bis dahin dominierendem Brennstoff trat. Gleichwohl ist sie in den letzten Jahren zunehmend in die Kritik geraten, da sie nach Ausführungen des Bundeskartellamtes erstens den Gaspreis unangemessen in die Höhe treibt, da die Erdölreserven deutlich begrenzter sind und so die Möglichkeit zu überhöhten Gewinnen besteht (Windfall-Profits), zweitens der Ölpreis zumeist politisch beeinflusst ist und drittens der ursprüngliche Grund, nämlich die Etablierung von Erdgas gegenüber Heizöl, längst vollzogen wurde.[381] Andere Gashändler bevorzugen dagegen die Preisbindung von Gas an Kohle, da Kohle der wesentliche Konkurrenzrohstoff zur Elektrizitätserzeugung ist. Der Bezug von Erdgas zu marktorientierten Preisen ist bislang unterentwickelt. Allgemein erfolgt die Preisfestsetzung in den bilateral ausgehandelten Verträgen anhand verschiedenster Kriterien. Da diese Verträge Betriebsgeheimnisse der Unternehmen sind, ist über die genauen Inhalte nur wenig bekannt. Auf der Endverbraucherebene der HuK-Kunden findet eine einseitige Preisfestlegung durch den Gasversorger statt. Der Endverbraucherpreis setzt sich aus einem Arbeits- und einem Grundpreis zusammen. Ersterer ist wiederum in der Regel über eine Formel an den Preis für leichtes und/oder schweres Heizöl gekoppelt. Letzterer stellt das Entgelt für das dem HuK-Kunden gewährte Recht dar, die Gasversorgungseinrichtung und -leistung jederzeit in Anspruch zu nehmen.

461. Nach Eurostat betrugen die Einzelhandelspreise (ohne Steuern) im ersten Quartal 2007 im Durchschnitt für große Industriekunden etwa 3,60 ct/kWh und für HuK-Kunden etwa 5,03 ct/kWh. Die Preise sind seit 2004 stark angestiegen (vgl. Abbildung 4.3). Im europäischen Vergleich liegen die deutschen Gaspreise für Industriekunden gut 20 Prozent und für HuK-Kunden etwa 30 Prozent über dem Durchschnitt und zählen damit zu den höchsten in Europa.[38282] Die Preisbestandteile von Gas auf Einzelhandelsniveau lassen sich allgemein unterteilen in die Netzkosten, die Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge, die inländischen Konzessionsabgaben und die Steuern (vgl. Abbildung 4.4). Die Netzkosten umfassen die Netzentgelte inklusive der Verrechnungsentgelte. Die Bezugskosten setzen sich aus den Kosten der Gasbeschaffung, den anteiligen Gemeinkosten, etwaigen ausländischen Konzessionsabgaben und einer Gewinnmarge zusammen. In den zu entrichtenden Steuern ist die Erdgassteuer und die Umsatzsteuer enthalten sowie der gewährte Rabatt. Mit der Datenerhebung zum zweiten Monitoringbericht der Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG wurde das aktuelle Einzelhandelspreisniveau für die Eurostat-Kundenkategorien I4-1 (große Industriekunden, Jahresverbrauch 116 300 MWh/Jahr, jährliche Inanspruchnahme 250 Tage), I1 (mittlere und kleine Industriekunden, Jahresverbrauch 116,3 MWh) und D3 (HuK-Kunden, Jahresverbrauch 23 260 kWh) inklusive aller Steuern und Abgaben abgefragt.[383] Je nach Abnehmergruppe beträgt der Anteil der Netzkosten etwa 4, 16, 18 Prozent, der Gasbezugskosten 69, 59 und 55 Prozent, der inländischen Konzessionsabgaben 0, 1 und 4 Prozent und der Steuern 27, 24 und 23 Prozent am Gesamtwert. Allgemein ist der Einzelhan-

---

[377] Vgl. BGW, Jahresbericht 2005, S. 19.

[378] Vgl. Abschnitt 4.3.2.

[379] Vgl. European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 284.

[380] Daneben werden derzeit noch geringe Mengen von E.ON Ruhrgas im Rahmen eines Gas-Release-Programms verauktioniert; vgl. Abschnitt 4.2.4.1. Zudem mussten die Netzbetreiber von Gasversorgungsnetzen gemäß § 14 GasNZV bis zum 1. August 2006 eine gemeinsame Internetplattform für den Handel mit Kapazitätsrechten einrichten (http://www.trac-x.de). Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 76.

[381] Vgl. BKartA, Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2003/2004 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, Bundestagsdrucksache 15/5790 vom 22. Juli 2005, S. 138 f.

[382] Vgl. European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Abbildungen 69 und 70.

[383] Preisstand: 1. April 2007. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 110; BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 107 f.

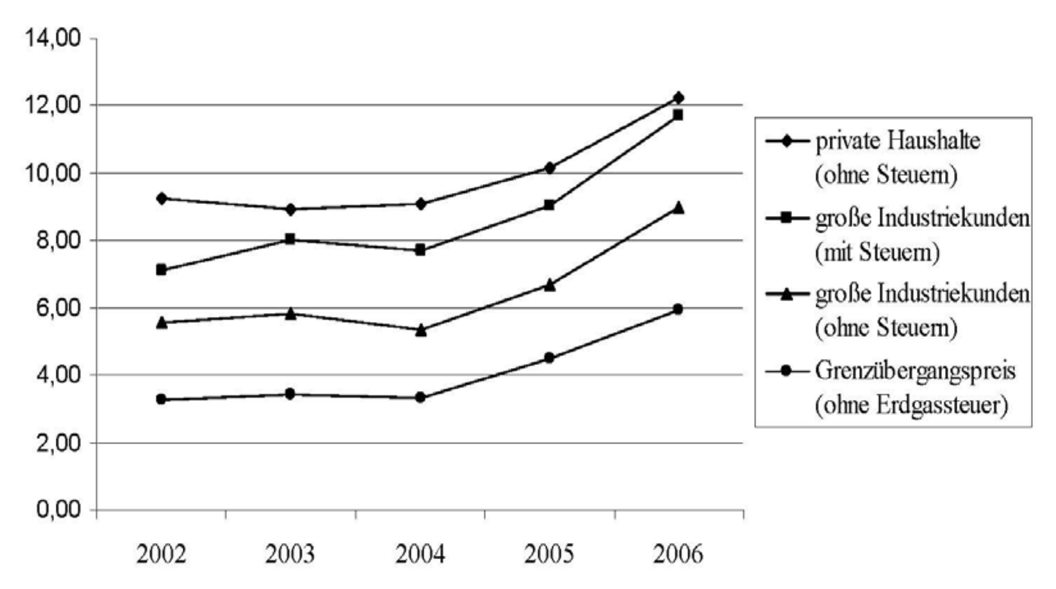
delspreis pro Einheit bei großen Bezugsmengen niedriger als bei geringen Bezugsmengen. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtpreis ist dabei um so größer, je geringer der Verbrauch ist bzw. je mehr Netze zur Versorgung genutzt werden müssen. So ist der Anteil der Netzkosten und der inländischen Konzessionsabgaben bei den HuK-Kunden am höchsten.

462. Bislang gab es nur eine geringe Anzahl an Lieferantenwechseln, obwohl bei über 90 Prozent der Netzbetreiber grundsätzlich die Möglichkeit bestand, einen Lieferantenwechsel gemäß § 37 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)[384] durchzuführen.[385] Die Gesamtmenge der Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern lag 2005 bei 3,3 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 0,4 Prozent an der gesamten erfassten Entnahmemenge von Letztverbrauchern bei Gasnetzbetreibern. Die höchste Wechselquote tritt mit 0,74 Prozent in der Kategorie „große und sehr große Industriekunden" auf. Der Wettbewerb um die großen und sehr großen Industriekunden spielt demnach eine wichtige Rolle. Die Wechselquoten in den Kategorien „mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor" sowie „Haushalte und Kleingewerbe" sind mit 0,12 Prozent bzw. 0,01 Prozent deutlich niedriger. 2006 ist die Gesamtmenge der Lieferantenwechsel auf 11,74 TWh gestiegen. Der Anteil an der gesamten erfassten Entnahmemenge ist mit 1,25 Prozent dennoch weiterhin niedrig. Die tatsächliche Wechselquote ist aufgrund der enthaltenen konzerninternen Wechsel allerdings noch geringer anzusetzen. Anhand des Monitoring der Bundesnetzagentur wird deutlich, dass bislang kein hinreichender Wettbewerb um die Belieferung von Endkunden stattfindet. Die Möglichkeit zum Wechsel des Lieferanten hat sich für die HuK-Kunden unter anderem mit Inkrafttreten der Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) verbessert.[386] Nach § 20 GasGVV kann der Kunde seinen Grundversorgungsvertrag mit einer Frist von einem Monat auf das Ende eines Kalendermonats kündigen.

[384] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2210.
[385] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 114.
[386] Vgl. Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Energiebereich vom 26. Oktober 2006, Artikel 2, BGBl. I S. 2391, 2396.

Abbildung 4.3

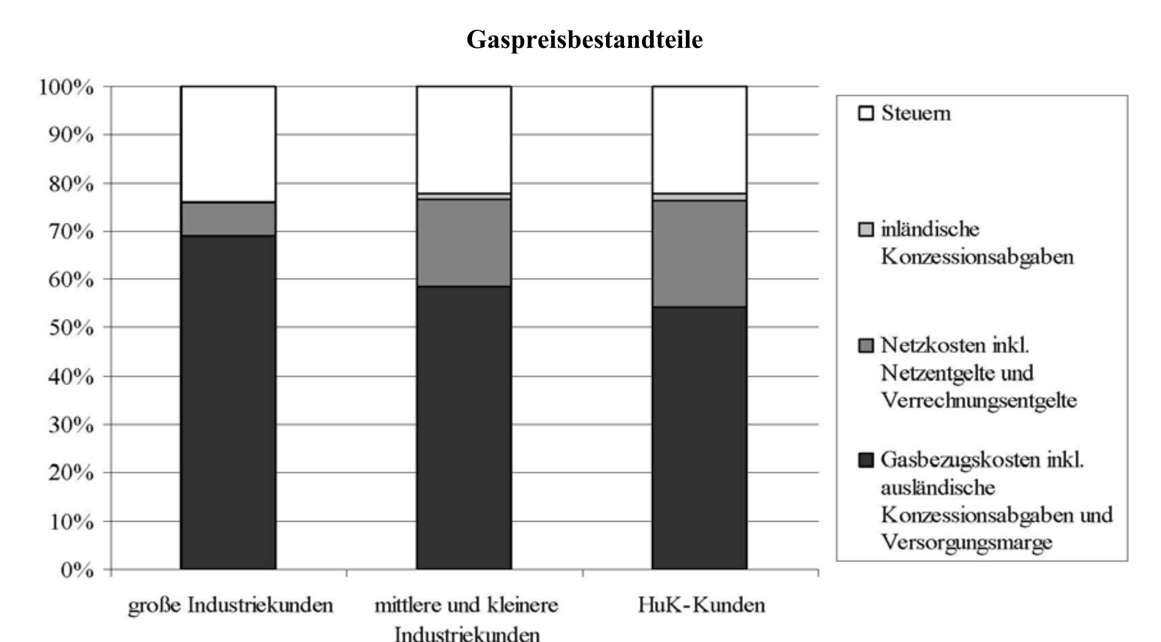
Gaspreisentwicklung in EUR/GJ



Quelle: Eurostat und BAFA

Abbildung 4.4

Gaspreisbestandteile



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 108 ff.

463. Die Summe der Vertragswechsel von Letztverbrauchern betrug gemäß Erhebung der Bundesnetzagentur im Jahr 2005 76,29 TWh bzw. 9,44 Prozent. Innerhalb der gebildeten Kategorien weisen erwartungsgemäß die großen und sehr großen Industriekunden mit 15,74 Prozent die höchste Wechselquote auf, gefolgt von den Gaskraftwerken mit 13,89 Prozent. Dagegen ist die Bereitschaft zu einem Vertragswechsel beim mittelgroßen Industrie- und Gewerbesektor mit 5,22 Prozent und bei den HuK-Kunden mit 1,3 Prozent deutlich weniger stark ausgeprägt. Die von Vertragswechseln erfasste Gasmenge ist im Jahr 2006 auf 61,85 TWh gesunken.[387]

464. Vor dem Hintergrund der bislang geringen Wechselbereitschaft von Haushaltskunden veröffentlichte das Bundeskartellamt in Zusammenarbeit mit den Kartellbehörden der Länder am 30. Mai 2007 zum zweiten Mal eine Liste der Gaspreise für Haushaltskunden unterschiedlicher Größenordnung mit Stand vom 9. März 2007.[388] Erfasst wurden insgesamt 739 der in Deutschland tätigen Gasversorger. Der Vergleich zeigte weiterhin erhebliche Preisunterschiede zwischen den Anbietern auf. So betrug die Differenz der Nettoverbraucherpreise bei Wohnungen mit Gastherme (Abnahmefall 7 000 kWh/Jahr) etwa 47 Prozent, bei Einfamilienhäusern (20 000 kWh/Jahr) knapp 37 Prozent, bei freistehenden Einfamilienhäusern (Abnahmefall 35 000 kWh/Jahr) etwa 39 Prozent, bei Sechsfamilienhäusern (Abnahmefall 90 000 kWh/Jahr) gut 41 Prozent und bei Mehrfamilienhäusern (Abnahmefall 150 000 kWh/Jahr) knapp 43 Prozent zwischen dem deutschlandweit günstigsten und teuersten Gasanbieter. In absoluten Zahlen ausgedrückt, belief sich die maximale Preisdifferenz z. B. bei Einfamilienhäusern auf etwa 351 Euro pro Jahr. Gegenüber dem ersten Vergleich sind die Preise marginal gesunken. Das Amt gab mit der Veröffentlichung des Preisvergleichs zugleich zu bedenken, dass die Rangliste keine Rückschlüsse darauf zulässt, ob ein Gasanbieter seine marktbeherrschende Stellung durch das Fordern deutlich überhöhter Preise missbraucht habe. Der Endverbraucherpreis beinhaltet unterschiedliche Kostenbestandteile, wie etwa die von den Regulierungsbehörden zu genehmigenden Netzentgelte, die je nach geographischer Lage, Größe und Neuartigkeit des Leitungsnetzes unterschiedlich hoch ausfallen können. Die Liste diene daher ausschließlich der Transparenz. Gleichwohl schließt das Bundeskartellamt eine zukünftige und weitergehende kartellrechtliche Untersuchung der Endverbraucherpreise auf Grundlage dieser Erhebung nicht aus.[389] So haben die Kartellbehörden in der Vergangenheit wiederholt förmliche Verfahren gegen Gasversorgungsunternehmen wegen des Verdachts des Preishöhenmissbrauchs geführt, diese aber zum Teil nach Zusagen beendet.[390] Zumindest soll das Monitoring in regelmäßi-

[387] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 162.

[388] Vgl. BKartA, Pressemitteilung vom 30. Mai 2007; BKartA, Pressemitteilung vom 12. Januar 2007.

[389] Vgl. die Stellungnahme der Monopolkommission zur Einführung eines „Energieparagraphen“ in das allgemeine Kartellrecht zur Verschärfung der Missbrauchsaufsicht im Energiebereich (§ 29 GWB-E); vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 1 ff.

[390] Vgl. BKartA, Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2005/2006 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, Bundestagsdrucksache 16/5710 vom 15. Juni 2007, S. 131 f. Zur Anwendung des § 315 BGB auf Endverbraucherpreise vgl. Abschnitt 3.6.3.

gen Abständen wiederholt und die Ergebnisse der Erhebung auf der Internetseite des Amtes veröffentlicht werden.

4.2 Amtspraxis der Bundesnetzagentur im Gasbereich

465. Ausgehend von der derzeitigen Marktsituation der deutschen Gaswirtschaft ergeben sich zahlreiche ordnungspolitische Fragestellungen. So ist einerseits nach der angemessenen Ausgestaltung der sektorspezifischen Netzentgeltregulierung zu fragen. Zugleich bedarf es eines diskriminierungsfreien und wettbewerbsfördernden Zugangs der Transportkunden zu den Netzen der Leitungsinhaber. Letztlich ist generell zu überlegen, wie eine Regulierung der Gasversorgungsnetze zur Sicherstellung eines funktionsfähigen Wettbewerbs gestaltet sein muss, wie es der Gesetzgeber in § 1 Abs. 2 EnWG vorschreibt. Hierbei ist zu diskutieren, ob die eigentumsrechtliche Entflechtung von Netz und Handel eine sachgerechte und effiziente Lösung darstellt. Um diese Fragen zu beantworten, ist eine kritische Würdigung der Amtspraxis der Regulierungsbehörden unabdingbar. Die Berücksichtigung aktueller Wettbewerbsprobleme auf den den Netzebenen vor- und nachgelagerten Märkten ist ebenso angezeigt. Die Monopolkommission nimmt hierzu gemäß ihres gesetzlichen Auftrages Stellung.

4.2.1 Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung

4.2.1.1 Vorgaben und Umsetzung

466. Ein wichtiger Bestandteil des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes ist die Entflechtung des Netzbetriebs von den Aktivitäten der im Wettbewerb stehenden Wirtschaftsbereiche eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens. Die im Energiewirtschaftsgesetz enthaltenen Bestimmungen zur rechtlichen, operationellen, informationellen und buchhalterischen Entflechtung (§§ 6 bis 10 EnWG) setzen die für den Energiemarkt relevanten Vorgaben der europäischen Richtlinien zur Liberalisierung des europäischen Energiebinnenmarktes um.[391] Vorrangiges Ziel der Entflechtungsvorschriften ist die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs. Weiterhin soll mit den Bestimmungen eine mögliche Quersubventionierung zwischen dem Netzbetrieb und den anderen Wirtschaftsbereichen Produktion, Handel und Speicherung unterbunden und die Transparenz im Markt gesteigert werden.[392] Der Netzbetrieb eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist demnach rechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch von den anderen Wirtschaftsaktivitäten des Unternehmens zu trennen. Ausgenommen von den Verpflichtungen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung sind nach § 6 Abs. 1 Satz 3 EnWG die Betreiber von Flüssiggasanlagen und von Speicheranlagen innerhalb eines vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmens, soweit diese Anlagen nicht den Gasverteilnetzen zuzurechnen sind. Kleinere vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Versorgungsnetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar und mittelbar angeschlossen sind, sind ebenfalls von den Verpflichtungen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung ausgenommen.[393] Während alle Verpflichtungen zur Entflechtung unmittelbar mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes wirksam wurden, bestand bei der rechtlichen Entflechtung für die Betreiber von Weiterverteilernetzen eine Übergangsfrist bis zum 1. Juli 2007.

467. Die rechtliche Entflechtung nach § 7 Abs. 1 EnWG bedeutet, dass ein Netzbetreiber hinsichtlich seiner Rechtsform unabhängig von anderen Wirtschaftsbereichen der Energieversorgung zu sein hat. Ziel ist die formale Trennung des regulierten Netzbetriebs von den wettbewerblich organisierbaren Wirtschaftsstufen. So ist für den Netzbetrieb eines vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmens eine eigene Rechtsperson zu bilden. Hierbei besteht keine Pflicht zur Ausgliederung des Eigentums an den Netzanlagen in die Netzgesellschaft.[394] Das Eigentum kann demnach im Besitz des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens bleiben. Unabhängig davon, wem das Eigentum am Netz zusteht, bestehen bei Auslagerung des Netzbetriebs in eine eigenständige Aktiengesellschaft oder eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) weiterhin Einflussmöglichkeiten der Eigentümer auf den Netzbetrieb.[395]

468. Da die rechtliche Entflechtung alleine keine vollständige Unabhängigkeit des Netzbetreibers in Fragen des Netzzugangs garantieren kann, ist zudem eine operationelle Entflechtung angezeigt. Nach § 8 EnWG sollen die organisatorische und personelle Unabhängigkeit des Netzbetriebs sowie die persönliche Unabhängigkeit bei wirtschaftlichen Entscheidungen erreicht werden. Über Maßnahmen, die den Betrieb, die Wartung und Instandhaltung sowie den Ausbau des Netzes betreffen, hat der Netzbetreiber unabhängig von den anderen Wirtschaftsbereichen des Gasversorgungsunternehmens zu entscheiden.[396] Nach § 8 Abs. 4 Satz 3 EnWG sind Weisungen der Leitung des vertikal integrierten Versorgungsunternehmens zum laufenden Netzbetrieb und zu Baumaßnahmen an Energieanlagen nicht erlaubt, „solange sich diese Entscheidungen im Rahmen eines vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen genehmigten Finanzplans oder gleichwertigen Instruments halten“. Die Nutzung gesellschaftsrechtlicher Instrumente der Einflussnahme und Kontrolle ist daher im Wesentlichen nur zur

---

391 Vgl. z.B. zum Gasmarkt Artikel 9 und 10 sowie Artikel 13 bis 17 der Richtlinie 2003/55/EG; vgl. auch nachfolgend: Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6 bis 10 EnWG vom 1. März 2006.

392 Vgl. §§ 6 Abs. 1 Satz 1 und § 10 Abs. 3 Satz 1 EnWG. Zum Begriff des vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmens vgl. § 3 Nr. 38 EnWG.

393 Vgl. §§ 7 Abs. 2 Satz 2 und 8 Abs. 6 Satz 2 EnWG.

394 Vgl. Artikel 9 Abs. 1 Satz 2 der Richtlinie 2003/55/EG.

395 Vgl. §§ 291 ff. AktG (Beherrschungsvertrag u. a.) und 37 GmbHG (Weisungsrecht des Gesellschafters), wobei die Vorgaben des § 8 Abs. 4 EnWG einzuhalten sind.

396 Vgl. § 8 Abs. 4 EnWG.

Festlegung allgemeiner Verschuldungsobergrenzen und zur Genehmigung jährlicher Finanzpläne erlaubt.[397] Die personenidentische Besetzung der Leitung des Netzbetriebs und der Produktion oder des Vertriebs ist nach § 8 Abs. 2 Nr. 1 EnWG ausgeschlossen. Darüber hinaus ist die Bezahlung des Leitungspersonals ausschließlich an den Leistungen und Erfolgen im Netzbereich auszurichten. Zur weiteren Sicherstellung der operationellen Unabhängigkeit des Netzbetriebs verpflichtet § 8 Abs. 5 EnWG das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, ein Programm mit Maßnahmen zur diskriminierungsfreien Ausübung des Netzgeschäfts durchzuführen und dessen Einhaltung zu überwachen (Gleichbehandlungsprogramm). Hierbei sind die Pflichten und die Sanktionen der mit Tätigkeiten des Netzbetriebs befassten Mitarbeiter festzulegen.

469. Die Vorgaben des § 9 EnWG zur informationellen Entflechtung regeln die Pflicht des Netzbetreibers, wirtschaftlich sensible Daten vertraulich zu behandeln. Hierdurch soll verhindert werden, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen aus dem Netzbereich Informationen erlangen, mit denen sie auf den vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Marktteilnehmern erlangen und umgekehrt.[398] Veröffentlichungswürdige Netzinformationen sind diskriminierungsfrei allen Marktteilnehmern zugänglich zu machen. Die notwendigen Datenverarbeitungssysteme sind „im Rahmen des technisch, zeitlich und wirtschaftlich Zumutbaren so auszugestalten, dass ein Zugriff auf [wirtschaftlich sensible] Daten [...] für Nichtberechtigte ausgeschlossen wird".[399] Ob dies mit einem integrierten Datenverarbeitungssystem mit Zugangsberechtigung bewerkstelligt werden kann oder ein System mit zwei Stammdatensätzen erfordert, ist zu prüfen. Vor diesem Hintergrund haben die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden am 22. Juni 2007 eine Richtlinie zur Umsetzung der informationellen Entflechtung veröffentlicht, womit eine einheitliche und gesetzeskonforme Umsetzung der Regelungen seitens der Unternehmen ermöglicht werden soll. Hierin wird deutlich gemacht, dass die Nutzung eines gemeinsamen Datenverarbeitungssystems durch Netz und Handel grundsätzlich möglich ist. Allerdings befürworten die Behörden die physische Trennung der Stammdaten aufgrund des klarstellenden Charakters.[400] Weiterhin soll in Unternehmen, welche unter die De-minimis-Klausel fallen, die diskriminierungsfreie Ausübung des Netzgeschäfts fortlaufend durch die Geschäftsleitung dokumentiert werden.[401] Gleichwohl erweist sich der Umstand, dass zwar die Verpflichtung zur informationellen Entflechtung auch die kleineren Gasversorgungsunternehmen trifft, die aber weder rechtlich noch operationell entflechten müssen, als problematisch. So erhalten Personen im Netzbereich Kenntnis über wirtschaftlich sensible Informationen, die sie aber im Handelsbereich nicht berücksichtigen dürfen und umgekehrt. Die Durchsetzung der Diskrimierungsfreiheit beim Umgang mit sensiblen Informationen scheint hier nur schwer vorstellbar.

470. Im Zuge der buchhalterischen Entflechtung nach § 10 EnWG haben alle vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen einen Jahresabschluss nach dem für Kapitalgesellschaften geltenden Handelsgesetzbuch (HGB) aufzustellen. So sind spartengetrennte Konten mit nachvollziehbarer Kostenschlüsselung für Tätigkeiten in der Elektrizitätsübertragung, der Elektrizitätsverteilung, der Gasfernleitung, der Gasverteilung, der Gasspeicherung, im LNG-Bereich sowie für sonstige Tätigkeiten zu führen. Mit der Erstellung eines Jahresabschlusses ist für jeden der Tätigkeitsbereiche eine Bilanz- sowie eine Gewinn- und Verlustrechnung zu erstellen. Die Prüfung des Jahresabschlusses umfasst auch die Prüfung der internen Rechnungslegung. Der geprüfte Jahresabschluss, die Bilanz- sowie die Gewinn- und die Verlustrechnung ist der zuständigen Regulierungsbehörde zu übersenden. Die tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung unterliegt nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 EnWG einem kontinuierlichen Monitoring durch die Regulierungsbehörden.

471. Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung hat die Bundesnetzagentur vielfältig begleitet. Neben der Konsultation mit Unternehmen und Verbänden, der Veröffentlichung von Auslegungsgrundsätzen zu den Entflechtungsbestimmungen, der Überwachung der eingeführten Gleichbehandlungsprogramme hat sie auch eine Marktdatenerhebung zum Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen durchgeführt.[402] Während die fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber fristgemäß gesellschaftsrechtlich entflochten wurden, liegen für die Verteilernetzbetreiber, deren Frist am 1. Juli 2007 abgelaufen war, noch keine Ergebnisse vor. Alle der fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Übertragung der Netze Pachtmodelle verwendet. Die Aufgaben des Netzbetriebs werden zum großen Teil von Beschäftigten ausgeführt, die nicht in der Netzgesellschaft, sondern im Konzernverbund angestellt sind. Dagegen ist der Anteil sog. „Shared Services" an den Gesamtkosten der Fernleitungsgesellschaften gering, wie auch der Anteil externer Dienstleister. Nur zwei der befragten Fernleitungsnetzbetreiber weisen einen von der Muttergesellschaft örtlich getrennten Firmensitz auf.

472. Bei der Auswertung der Datenerhebung der Bundesnetzagentur ist zu berücksichtigen, dass für die Verteilnetzbetreiber die Regelungen zur rechtlichen Entflechtung erst zum 1. Juli 2007 wirksam wurden. Da die operationelle Entflechtung im engen Zusammenhang zur

---

[397] Vgl. § 8 Abs. 4 Satz 2 EnWG.
[398] Vgl. dazu auch das nach § 14 WpHG geltende Verbot von Insidergeschäften.
[399] Vgl. Begründung zu § 9 EnWG, Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 55.
[400] Vgl. BNetzA, Gemeinsame Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung nach § 9 EnWG vom 13. Juni 2007, S. 9; vgl. auch ERGEG, Draft ERGEG Guidelines of Good Practice on Functional and Informational Unbundling – An ERGEG Public Consultation Paper, vom 30. April 2007.
[401] Vgl. BNetzA, Gemeinsame Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung nach § 9 EnWG vom 13. Juni 2007, S. 14.
[402] Vgl. BNetzA, Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bonn 2006, S. 31 ff.

rechtlichen Ausgliederung des Netzbetriebs steht, sind die gemachten Fortschritte in diesem Bereich entsprechend gering. 18 der bereits im März 2006 rechtlich selbstständigen 22 Weiterverteiler (Elektrizität und Gas) haben ihr Netz mit Hilfe eines Pachtvertrages an die Netzgesellschaft übertragen. Zudem ist erkennbar, dass insbesondere kleinere Energieversorger miteinander kooperieren und eine gemeinsame Netzgesellschaft gründen, an die sie ihre eigenen Verteilernetze verpachten. Die erste Auswertung der Gleichbehandlungsberichte der befragten Unternehmen hat ergeben, dass diese noch wenig konkret und zumeist rein deskriptiver Natur sind. Auch sind die bisherigen Bestrebungen zu einem eigenen Firmensitz und Internetauftritt als unterentwickelt anzusehen. 21 von 22 der befragten Gasversorgungsunternehmen gaben des Weiteren an, dass sie die gesetzlichen Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung im Geschäftsjahr 2006 umgesetzt haben.

4.2.1.2 Kritische Würdigung

473. Die Monopolkommission sieht die Durchsetzung der im Energiewirtschaftsgesetz enthaltenen Entflechtungsbestimmungen als einen wichtigen Schritt zur Schaffung diskriminierungsfreier Wettbewerbsstrukturen im Energiemarkt an. Die Ausführungen der Bundesnetzagentur lassen erste Fortschritte erkennen, wenngleich die Monopolkommission die Dauer des Umsetzungsverfahrens kritisch sieht. Nach zweijähriger Übergangszeit waren die Verteilnetzbetreiber erst zum 1. Juli 2007 verpflichtet, die Bestimmungen zur rechtlichen Entflechtung umzusetzen. Gleichwohl kann eine nur gesellschaftsrechtliche Separierung des Netzbetriebs den bestehenden Diskriminierungsanreiz eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und die Quersubventionierung im Wettbewerb stehender Wirtschaftsbereiche durch die im Netzbereich erwirtschafteten überhöhten Durchleitungsgebühren nicht unterbinden.[403] Hierzu sind noch weitere Maßnahmen notwendig. So trägt die operationelle und informationelle Entflechtung der Netzebene durch die Eigenverantwortlichkeit des Netzbetriebs und die Beschränkung des Personals auf netzbezogene Aufgaben zu einer spürbaren Wettbewerbsverbesserung in der Zukunft bei. Des Weiteren wird durch die buchhalterische Entflechtung die Kostentransparenz in vertikal integrierten Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen gesteigert. Die Aufsichtstätigkeit der Regulierungsbehörden wird hierdurch erleichtert.

474. Eine Diskriminierung von Marktteilnehmern auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen kann jedoch mit diesen Mitteln nicht vollkommen ausgeschlossen werden. Zudem existieren starke Indizien dafür, dass die Implementierung der gesetzlichen Vorgaben durch die Bundesnetzagentur zunächst zu steigenden Netzkosten führt. So können z. B. die Kosten für die Einführung eines Buchhaltungssystems mit zwei Stammdatensätzen im Zuge der Netzentgeltgenehmigung seitens eines Netzbetreibers geltend gemacht werden.[404] Auch können zum Teil bisherige Verbundvorteile des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens durch die mit den Entflechtungsbestimmungen einhergehende Gründung einer eigenen Netzgesellschaft und den erhöhten Personal- und Ressourcenaufwand nicht mehr realisiert werden. Trotz der gegebenen Nachteile, die nach der vollständigen Implementierung der Regelungen geringer ausfallen dürften, überwiegen die mit der Zielerreichung einhergehenden Vorteile. So ist bei einer sachgerechten Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben durch die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen mit einer Verbesserung der Wettbewerbssituation zu rechnen.

475. Für die Verwirklichung der mit der Entflechtung einhergehenden Ziele sollte es aber nicht nur dem Leitungspersonal des Netzbereichs untersagt werden, andere Positionen innerhalb des Konzerns einzunehmen, sondern allen Mitarbeitern der Netzgesellschaft. Der Möglichkeit zur Weitergabe geschäftssensibler Informationen und der Erbringung unentgeltlicher Dienstleistungen könnte hierdurch weiter entgegengewirkt werden. Weiterhin wäre eine längere Laufzeit der Pachtverträge wünschenswert, wodurch die operationelle Unabhängigkeit der Netzgesellschaft gestärkt würde. Ebenfalls ist zu überlegen, ob die Ausnahme von der rechtlichen und operationellen Entflechtung für kleinere Energieversorgungsunternehmen vor dem Hintergrund der mit der informationellen Entflechtung verfolgten Ziele nicht weiter eingeschränkt werden sollte. Momentan sind trotz Anwendung der Verbundklausel, nach der auch diejenigen Unternehmen, die von einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen kontrolliert werden, entflechten müssen, mehrere hundert Energieversorgungsunternehmen von den Bestimmungen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung ausgenommen.[405] Die Beschränkung der Anwendung auf Elektrizitäts- bzw. Gasversorgungsunternehmen mit mehr als 100 000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden scheint hier zu weit gefasst und vor dem Hintergrund des mit einer rechtlichen und operationellen Entflechtung verbundenen Aufwands für kleinere Versorger nicht begründbar. So wird z. B. der Ausnahmetatbestand für kleinere Netzbetreiber bei der kommenden Anreizregulierung aus denselben Überlegungen heraus schon bei 30 000 (Elektrizität) bzw. 15 000 (Gas) unmittelbar und mittelbar angeschlossenen Kunden erreicht.[406] In jedem Fall sind die erlassenen Regelungen, insbesondere zur Nutzung gesellschaftsrechtlicher Instrumente der Einflussnahme der Versorgungsunternehmen auf den Netzbetrieb, und die auferlegten Gleichbehandlungsprogramme durch die Bundesnetzagentur restriktiv zu überwachen. Sollte sich die Implementierung insbesondere der Bestimmungen zur operationellen Entflechtung durch

---

[403] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 15.

[404] Vgl. auch: Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6 bis 10 EnWG vom 1. März 2006, S. 33 f.

[405] Zur Verbundklausel vgl. § 3 Nr. 38 EnWG i. V. m. BNetzA, Gemeinsame Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung nach § 9 EnWG vom 13. Juni 2007, S. 9 ff.

[406] Vgl. Tz. 597.

die Unternehmen weiter verzögern, so ist die Bundesnetzagentur angehalten, Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG zu ergreifen.

476. Auf Basis der Entflechtungsbestimmungen wird die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebs im Gasmarkt maßgeblich durch die sektorspezifische Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung, die Wettbewerbsentwicklung auf den den Netzebenen vor- und nachgelagerten Märkten sowie die Missbrauchsaufsicht durch die Regulierungs- und Kartellbehörden bestimmt. Ob darüber hinaus eine vollständige Herauslösung des Netzeigentums aus der vertikal integrierten Struktur eines Gasversorgungsunternehmens (Ownership Unbundling) notwendig ist, wie es von der Europäischen Kommission bereits seit der Liberalisierung des Energiemarktes 1998 vorgeschlagen wird, wird sektorübergreifend in Kapitel 6 diskutiert.[407] Zunächst gilt es, die bisherigen Wirkungen des gesetzlichen Rahmens festzustellen und daraus entsprechende Handlungsempfehlungen abzuleiten. Aus Sicht der Monopolkommission ist zu erwarten, dass durch ein sektorspezifisches Maßnahmenpaket (Detaillösungen) seitens der Regulierungs- und Kartellbehörden eine Verbesserung der Marktsituation erreicht werden kann. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung ist neben den damit verbundenen zahlreichen juristischen Fallhürden auch aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht völlig unproblematisch zu sehen.

4.2.2 Netzzugangsregulierung

477. Bevor auf die einzelnen Regelungen zur Netzzugangsregulierung eingegangen wird, sollen zunächst kurz die angewendeten Netzzugangsmodelle erläutert werden. Die noch an das alte Gasnetzzugangsmodell erinnernde Einzelbuchungsvariante sieht einen einzelnetzbezogenen bzw. „netzscharfen“ Transport vor. Hierzu muss der Netznutzer mit jedem einzelnen Netzbetreiber, dessen Netz genutzt werden soll, einen separaten Ein- und Ausspeisevertrag abschließen. Bei einem Transport über längere Strecken bedarf es daher aus Sicht eines Transportkunden einer Vielzahl an Netznutzungsverträgen. Dagegen bedingt das gesetzlich vorgegebene Entry-Exit-Modell bzw. Zweivertragsmodell den Abschluss nur eines Ein- und eines Ausspeisevertrages pro Marktgebiet, wodurch ein netzeigentumübergreifender Transport ermöglicht wird. Die Anzahl der vom Netznutzer abzuschließenden Verträge ist somit wesentlich geringer als bei der Einzelbuchung. Der Transportkunde speist an einem beliebigen Punkt Gas ein und bezahlt dafür eine Einspeisegebühr. Für die Entnahme des Gases an einem beliebigen Punkt ist wiederum eine Ausspeisegebühr zu entrichten. Die physische Abwicklung des Transports erfolgt zwischen den Netzbetreibern. Die Ein- und Ausspeisung von Gas ist sachlich und zeitlich unabhängig voneinander zu sehen. Die Berechnung der Kosten erfolgt nach dem Zweivertragsmodell losgelöst vom Transportweg.

[407] Vgl. auch European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, S. 14 f.

4.2.2.1 Zugang zu den Gasversorgungsnetzen

478. Der Zugang zu den Gasversorgungsnetzen ist allgemein verbindlich in den §§ 20 ff. EnWG geregelt. Die gasspezifischen Bedingungen des Netzzugangsrechts und der Netzentgeltberechnung sind durch die Gasnetzzugangsverordnung und die Gasnetzentgeltverordnung vorgegeben. Gemäß der Legaldefinition in § 3 Nr. 20 EnWG umfasst der Begriff der Gasversorgungsnetze alle Fernleitungs- und Verteilernetze, Anlagen für verflüssigtes Erdgas und Speicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung und sowie zu LNG-Anlagen erforderlich sind. Die Netznutzung beinhaltet den Erwerb eines Nutzungsrechts von solchen in fremdem Eigentum stehenden Leitungen, die dem Ziel der Erdgasversorgung dienen.[408]

479. Der Zugang zu den Gasnetzen hat objektiven, nichtdiskriminierenden und transparenten Kriterien zu genügen. Nach § 20 Abs. 1 EnWG ist der Netzzugang nach sachlich gerechtfertigten Kriterien zu gewähren, wie etwa auf Basis der Kapazitätsanfrage des Netznutzers. Weiterhin ist der Netzzugang diskriminierungsfrei, d. h. unterschiedslos jedermann zu gewähren.[409] Der in § 20 Abs. 1 EnWG gewährte Zugang zum Netz umfasst allerdings nicht den physischen Anschluss an selbiges, sondern nur die Zurverfügungstellung von Transportkapazitäten.[410] Der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes kann nach § 20 Abs. 2 Satz 1 EnWG Dritten den Netzzugang verweigern, sofern sachlich zu rechtfertigende Gründe der Nutzung des Netzes entgegenstehen.

480. Zur Verwirklichung der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Netzzugangsbedingungen in Form von Musterverträgen auszugestalten und mit den geforderten und geprüften Netzentgelten im Internet zu veröffentlichen. Weiterhin ist der Netzbetrieb effizient zu organisieren. Hierzu zählt auch, dass das verwendete Netzzugangsmodell massengeschäftstauglich ist.[411] Die Überwachung des Netzzugangs unterliegt den Regulierungsbehörden. Diese sind berechtigt, im Rahmen von Missbrauchsverfahren etwaige Verstöße zu ahnden.[412]

481. Vor dem Hintergrund der Entwicklung der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes stellte die Monopolkommission in ihrem letztem Hauptgutachten fest, dass sich der Wettbewerb im Gasmarkt aufgrund des bislang verfolgten Konzeptes der Punkt-zu-Punkt-Durchlei-

[408] Vgl. Salje, P., Energiewirtschaftsgesetz – Kommentar, Köln, Berlin, München 2006, Vor §§ 20-28a EnWG, Rn. 1.

[409] Vgl. auch Artikel 18 Abs. 1 der Richtlinie 2003/55/EG. Nutzer von Gasversorgungsnetzen sind nach § 3 Nr. 28 EnWG alle natürlichen oder juristischen Personen, die Gas in ein Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.

[410] Die §§ 17 und 18 EnWG enthalten die gesetzlichen Regelungen zum Netzanschluss, d.h. die Regelungen zu einem physikalisch brauchbaren Anschluss an das Versorgungsnetz. Vgl. dazu Abschnitt 3.5.3 und die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (NDAV) vom 1. November 2006, BGBl. I S. 2477, 2485.

[411] Vgl. § 20 Abs. 1 Satz 4 EnWG.

[412] Zur Missbrauchsaufsicht im Gasbereich vgl. Abschnitt 4.2.4.

tung und des damit verbundenen Diskriminierungspotentials nicht hat entwickeln können.[413] Obwohl die Verbändevereinbarung Gas II am 30. September 2003 abgelaufen war, verliefen die Verhandlungen der Verbände über ein Wettbewerb ermöglichendes Netzzugangsmodell nur schleppend. Erst im Zuge der zweiten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 wurde der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zu den Energieversorgungsnetzen in § 20 Abs. 1 EnWG allgemein verbindlich geregelt. Seit dem 1. Februar 2006 ist der Zugang zu den Gasversorgungsnetzen im Rahmen eines transaktionsunabhängigen Entry-Exit-Modells nach den Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG zu gewähren.

4.2.2.2 Kooperationsvereinbarung Erdgas

482. Aufgrund der Verpflichtung der Netzbetreiber zur Einführung eines einheitlichen und massengeschäftstauglichen Entry-Exit-Modells haben führende Verbände der Gaswirtschaft, der Bundesverband der Gas und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) und der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), die „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen“ unter Mitwirkung der Bundesnetzagentur erarbeitet.[414] Dazu wurde im Oktober 2005 ein Konsultationskreis bei der Bundesnetzagentur eingerichtet, der Ende Januar 2006 die Grundsätze eines Kooperationsmodells auf Grundlage des § 20 Abs. 1b EnWG vorgelegt hat. Am 23. März 2006 wurde ein erster Entwurf veröffentlicht. Daran anschließend folgte bis Mitte April 2006 ein Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur mit den Netznutzerverbänden. Die erste offizielle Fassung der Kooperationsvereinbarung Erdgas wurde schließlich am 1. Juni 2006 vorgelegt und nach einem weiteren, kurzen Konsultationsprozess am 19. Juli 2006 von 20 Unternehmen initial unterzeichnet.[415] Eine kurze Zeit später waren bereits knapp 500 von über 700 in Deutschland tätigen Gasnetzbetreibern der Vereinbarung beigetreten, zahlreiche Netzbetreiber allerdings nur unter Vorbehalt oder Abänderung einzelner Regelungen.[416] Eine Modifizierung der Kooperationsvereinbarung wurde erforderlich, nachdem die Bundesnetzagentur am 17. November 2006 die in der Vereinbarung enthaltene Einzelbuchungsvariante für unzulässig erklärte hatte. Am 25. April 2007 wurde daraufhin eine grundlegend überarbeitete Version der Kooperationsvereinbarung Erdgas veröffentlicht, die zum 1. Juni 2007 in Kraft getreten ist und ab dem 1. Oktober 2007 gilt.

483. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Entscheidung vom 17. November 2006 die Unzulässigkeit der Einzelbuchungsvariante aufgrund konkreter Rechtsverstöße gegen europäische, kartell- und energierechtliche Vorgaben festgestellt.[417] Während die Zweivertragsvariante im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben steht, war die Einzelbuchungsvariante von Beginn an rechtlich umstritten. Die Anwendung der Einzelbuchungsvariante hätte zu einer Manifestierung des Status quo der Marktverhältnisse mit einer fast unbegrenzten Anzahl von Handelsplätzen mit geringer Liquidität geführt. Nach dem jetzt allein gültigen Zweivertragsmodell findet der Transport innerhalb eines definierten Marktgebietes entsprechend den Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG netzübergreifend auf Grundlage nur eines Ein- und eines Ausspeisevertrages sowie eines Bilanzkreisvertrages statt.[418] Auf Grundlage des Einspeisevertrages speist der Netznutzer Gas am vereinbarten Einspeisepunkt in das Marktgebiet ein. Der Netzbetreiber ist demgegenüber verpflichtet, die erforderliche feste oder unterbrechende Kapazität vorzuhalten. Mit Abschluss des Einspeisevertrages wird zugleich der virtuelle Handelspunkt des Marktgebietes erreicht. Am virtuellen Handelspunkt wird das eingespeiste Gas losgelöst vom physischen Transport gehandelt. Auf Basis des Ausspeisevertrages bucht der Netznutzer Kapazitäten an einem Ausspeisepunkt, während sich der Ausspeisenetzbetreiber zur Erbringung der gebuchten Ausspeiseleistung verpflichtet. Mit dem Bilanzkreisvertrag, der einmalig zwischen dem marktgebietsverantwortlichen Netzbetreiber und den anderen marktgebietszugehörigen Netzbetreibern abgeschlossen wird, findet neben der operativen Abwicklung des Transportes die Übertragung von Gasmengen zwischen verschiedenen Bilanzkreisen sowie der Ausgleich und die Abrechnung von Differenzmengen statt.[419] Gemäß der gesetzlichen Vorgabe zur verbindlichen Zusammenarbeit der Netzbetreiber sind diese bei netzübergreifenden Transporten dazu verpflichtet, die erforderlichen Ausspeisekapazitäten am Netzkopplungspunkt beim vorgelagerten Netzbetreiber im Rahmen einer internen Buchung zu „bestellen“ (Bestellung).[420] Der vorgelagerte Netzbetreiber wiederum verpflichtet sich, die erforderlichen Einspeisekapazitäten vorzuhalten und gegebenenfalls die Bestellung fortzusetzen.

---

[413] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 11, 18, 35.

[414] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 70; BNetzA, Pressemitteilung „Vertragsentwürfe zum Gasnetzzugang liegen vor“ vom 8. Juni 2006; BNetzA, Pressemitteilung „Gasnetzbetreiber verpflichten sich gegenüber der Bundesnetzagentur zu zügiger Kooperation“ vom 31. Januar 2006; BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7-06/074.

[415] Dagegen waren die Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG gemäß § 118 Abs. 1a EnWG bereits seit dem 1. Februar 2006 anzuwenden.

[416] Eine aktuelle Auflistung der an der Vereinbarung teilnehmenden Netzbetreiber ist unter http://www.bgw.de/energiepolitik/kooperationsvereinbarung_erdgas abrufbar.

[417] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7-06/074. Zu diesem Missbrauchsverfahren vgl. Abschnitt 4.2.4.2.

[418] Vgl. §§ 3, 8 und 10 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 42 f., 47 ff.

[419] Vgl. § 32 GasNZV i. V. m. § 3 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 42 f.

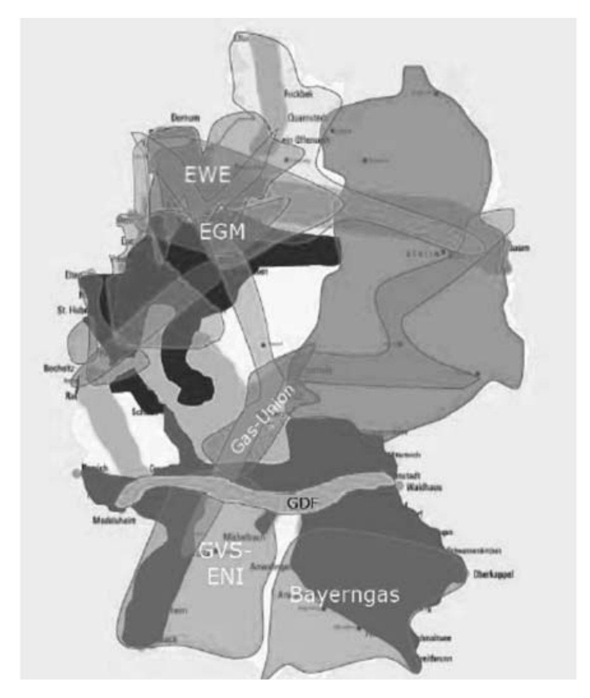
[420] Vgl. § 20 Abs. 1b Satz 5 EnWG sowie §§ 1 und 8 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 6, 16 ff.

484. Nach den geltenden Regelungen des § 4 Abs. 1 i. V. m. § 16 Abs. 2 GasNZV können Transportkunden Kapazitätsverträge mit überörtlichen Netzbetreibern zur Ein- und Ausspeisung von Gas auf Jahres-, Monats-, Wochen- und Tagesbasis abschließen.[421] Danach können Verträge mit einer Mindestlaufzeit von einem Jahr jederzeit abgeschlossen werden, während Verträge mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr frühestens drei Monate vor dem ersten Liefertag und Tages- oder Wochenverträge mit einer Laufzeit von weniger als einem Monat frühestens 20 Werktage vor dem vorgesehenen ersten Liefertag abgeschlossen werden.

485. Weiterhin sind die Netzbetreiber nach § 20 Abs. 1b Satz 7 EnWG unter Berücksichtigung technischer Einschränkungen und wirtschaftlicher Zumutbarkeit dazu verpflichtet, alle Kooperationsmöglichkeiten mit anderen Netzbetreibern auszuschöpfen, um die Zahl der Netze oder Teilnetze sowie der Bilanzzonen zu minimieren. Gemäß § 6 Abs. 4 Satz 1 GasNZV ist eine Unterteilung von Netzen in Teilnetze nur bei dauerhaft technisch begründeten Engpässen zulässig. Ein Netzgebiet bzw. Marktgebiet besteht demnach aus miteinander verbundenen Netzen und Teilnetzen verschiedener Netzbetreiber, in denen ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Einspeise- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen kann. So ist für ein Marktgebiet kennzeichnend, dass innerhalb desselben keine Kapazitätsengpässe bestehen und nur eine Gasqualität (H- oder L-Gas) gehandelt wird. Jedes definierte Gebiet wird von einem sog. marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber geführt, welcher neben der Errichtung eines virtuellen Handelspunktes für das gesamte Marktgebiet die Bildung von Bilanzkreisen ermöglicht.[422] Zu Beginn des Inkrafttretens der ersten Fassung der Vereinbarung Mitte 2006 wies die deutsche Gasnetzstruktur eine Unterteilung in 19 Marktgebiete auf, die sich zum Teil gegenseitig überlagern. Nachdem am Anfang des Konsultationsprozesses ursprünglich sogar von 28 Marktgebieten die Rede war, hat sich die Anzahl im Rahmen der zweiten Fassung der Vereinbarung auf 16 Marktgebiete verringert, wobei einzelnen Netzbetreibern bis zu drei Marktgebiete zugeordnet wurden (vgl. Abbildung 4.5 und Tabelle 4.2).[423] Durch die geplante Zusammenlegung der drei Transportnetze der Wingas Transport GmbH & Co. KG zum 1. Oktober 2007 wird sich die Zahl der Marktgebiete weiter auf 14 verringern.

Abbildung 4.5

Marktgebiete



Quelle: Hirschhausen, C. von, Neumann, A., Rüster, S., Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland, Gutachten im Auftrag der EFET Deutschland vom 11. Mai 2007, S. 22.

486. Nach § 20 Abs. 1b Satz 5 Halbsatz 2 EnWG endet die Kooperationspflicht der Netzbetreiber, wenn die Zusammenarbeit unter Verwendung von nur zwei Verträgen technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Gleichwohl sind nach der Vereinbarung marktgebietsüberschreitende Transporte unter Berücksichtigung bestehender Engpässe prinzipiell möglich. In diesem Fall kann der Transportkunde den marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber des abgebenden Netzes zur Buchung der erforderlichen Einspeisekapazitäten beim Netzbetreiber des aufnehmenden Netzes beauftragen.[424] Durch die Vielzahl an Marktgebieten kann es dabei für den Transportkunden zu einer beträchtlichen Anhäufung von Netzentgelten kommen (Pancaking).

487. Die Kosten für den Betrieb des Gasnetzes sind vom Netzbetreiber im Rahmen des Entgeltgenehmigungsverfahrens nach § 23a EnWG i. V. m. §§ 3 Abs. 2 und 15 Abs. 3 der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)[425] verursachungsgerecht in Ein- und Ausspeiseentgelte aufzuteilen.[426] Die genehmigten Netzentgelte bis zum und vom jeweiligen virtuellen Handelspunkt werden vom Netzbetreiber ausgewiesen und im Internet veröf-

[421] Vgl. § 7 Nr. 2 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 46.

[422] Vgl. § 4 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 13.

[423] Vgl. BNetzA, Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bonn 2006, S. 22. Für eine aktuelle Übersicht über die definierten Marktgebiete vgl. Anlage 1 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, S. 37. Vgl. auch http://www.gasnetzkarte.de.

[424] Vgl. § 21 und § 30 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 28 f., 64.

[425] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBL. I S. 2197.

[426] Zum Netzentgeltgenehmigungsverfahren vgl. Abschnitt 4.2.3.

Tabelle 4.2

Marktgebietsaufspannende Netzbetreiber und Marktgebiete

Marktgebiet	Zugehörige Netzbetreiber
Südbayern (Bayerngas) H-Gas	47
H-Gas Norddeutschland (BEB, DONG, Statoil, Hydro)	78
L-Gas Norddeutschland (BEB, Exxon Mobil)	59
E.ON H-Gas (vormals E.ON I, II, III)	216
E.ON L-Gas	144
EGMT (Erdgas Münster) H-Gas	42
Verbundnetz Ems-Weser-Elbe (EWE) H-Gas	7
Gas-Union H-Gas	43
Gaz de France H-Gas	39
GVS-ENI H-Gas	116
ONTRAS (Verbundnetz Gas)	150
RWE H-Gas (vormals RWE I, II, III)	67
RWE L-Gas	39
Wingas Transport H-Gas (vormals Wingas I, II, III)	97

Quelle: Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, Anlage 1, S. 37, aktualisiert mit Stand vom 29. Mai 2007; Brühl, G., Weissmüller, G., Gasnetzzugang, München 2006, S. 13.

fentlicht. Das Netznutzungsentgelt ist vom Transportkunden zu entrichten.[427]

488. Die Vereinbarung enthält weiterhin Regelungen für einen standardisierten Lieferantenwechsel, wie es der Verordnungsgeber in § 37 Abs. 1 GasNZV fordert.[428] Zur Standardisierung des Wechselprozesses und der Datenformate wurde 2006 vom Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und dem Verband kommunaler Unternehmen e.V. ein „BGW/VKU-Leitfaden zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“ erarbeitet. Zur rechtsverbindlichen Standardisierung der Abwicklung von Lieferantenprozessen hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz nach § 42 Abs. 7 Nr. 4 GasNZV am 28. Februar 2007 einen ersten Entwurf und am 20. August 2007 einen Beschluss veröffentlicht.[429] Durch die Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse und der Datenformate soll eine nachhaltige Verbesserung der Situation neuer Marktteilnehmer erreicht werden, da der Abwicklungsaufwand minimiert und die Transparenz des Wechselprozesses erheblich gesteigert werden.[430] So gelten in Zukunft die gleichen Bedingungen für alle Marktteilnehmer, egal ob interner oder externer Lieferant. Ein Lieferantenwechsel liegt vor, wenn an einem Ausspeisepunkt zur Versorgung eines Letztverbrauchers dieser nicht mehr vom bisherigen Lieferanten, sondern ganz oder teilweise von einem neuen Lieferanten versorgt wird.[431] Unbeschadet des § 9 Abs. 7 GasNZV erfolgt der Lieferantenwechsel durch Anmeldung des Ausspeisepunktes durch den neuen Lieferanten und Abmeldung desselben Ausspeisepunktes durch den bisherigen Lieferanten beim Netzbetreiber. Nach § 9 Abs. 7 Satz 1 GasNZV sind bereits zur Versorgung von Letztverbrauchern gebuchte Kapazitäten des bisherigen Lieferanten dem neuen Lieferanten zu überlassen (sog. Rucksackprinzip), um möglichen Kapazitätsengpässen entgegenzuwirken.

489. Bestanden für einen Netznutzer Transportalternativen über verschiedene Ausspeisepunkte oder verschiedene vorgelagerte Netze, waren nach der ursprünglichen Fassung der Vereinbarung die Grundsätze der Gleichprei-

[427] Vgl. § 42 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 72 f.

[428] Vgl. § 27 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 59.

[429] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 20. August 2007, BK7-06-067; BNetzA, Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) vom 28. Februar 2007; BNetzA, Festlegungsverfahren zum Lieferantenwechsel Gas, ABl. Nr. 14 vom 19. Juli 2006, S. 1954.

[430] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2006, S. 144 f.

[431] Vgl. § 27 Nr. 1 der Anlage 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 59.

sigkeit anzuwenden.[432] Die Gleichpreisigkeit sollte dazu dienen, dass unabhängig von der gewählten Vertragsvariante (Einzelbuchungsmodell versus Zweivertragsmodell) für einen bestimmten Ausspeisepunkt das gleiche Netzentgelt zu zahlen war. Die einem Netzbetreiber vorgelagerten Netzbetreiber hatten dazu an ihren Ausspeisepunkten einheitliche Entgelte auszuweisen. Ebenso waren die Einspeisentgelte des nachgelagerten nicht örtlichen Verteilernetzbetreibers identisch festzusetzen. Die entstehenden Mehr- und Mindereinnahmen wären dann zwischen den betroffenen vorgelagerten Netzbetreibern im Innenverhältnis auszugleichen gewesen. Mit der Entscheidung der Bundesnetzagentur vom 17. November 2006 wurden auch die enthaltenen Regelungen zur Gleichpreisigkeit untersagt, da diese in dieser Form nicht geeignet waren, die Diskriminierungsfreiheit zwischen dem Einzelbuchungs- und dem Zweivertragsmodell herzustellen.[433] Das Bundeskartellamt sah in der Art der Herstellung der Gleichpreisigkeit im Zusammenhang mit der Anwendung des Einzelbuchungsmodells die Gefahr der Bildung eines Entgeltregulierungskartells und hatte demzufolge kartellrechtliche Bedenken geäußert. Das Amt sieht aber derzeit aufgrund des ergangenen Verbots der Einzelbuchungsvariante keine Veranlassung für eine eigenständige Überprüfung.[434]

490. Die Monopolkommission begrüßt im Grundsatz die Einigung der Marktteilnehmer auf ein gemeinsames Entry-Exit-Modell für den deutschen Gasmarkt. Dennoch sieht sie die abgeschlossene Vereinbarung vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben kritisch. Bereits im letzten Hauptgutachten hat sie die Auffassung vertreten, dass die in § 20 Abs. 1b EnWG getroffenen gesetzlichen Regelungenen wenig geeignet sind, schon kurzfristig ein wettbewerbs- und massengeschäftstaugliches Netzzugangsmodell im Gassektor zu etablieren.[435] So kam es wiederholt zu zeitlichen Verzögerungen im Konsultationsverfahren zur Kooperationsvereinbarung und zum Lieferantenwechselprozess. Aber auch die anfängliche Miteinbeziehung der gesetzeswidrigen Einzelbuchungsvariante und der daraus resultierenden Überarbeitung der Vereinbarung sowie die Anpassung der bestehenden Verträge hat die Einführung eines wettbewerbskonformen Entry-Exit-Modells im Gasmarkt erheblich verzögert. Ein grundlegendes Problem besteht zudem in der fehlenden Verpflichtung der Gasnetzbetreiber zur Einrichtung eines bundesweiten, netzübergreifenden Netzzugangsmodells. Die kaum justitiablen Regelungen der Kooperationsvereinbarung sind wenig geeignet, die Zahl der Marktgebiete und Bilanzzonen zu minimieren und damit die Durchleitungsentgelte zu senken und die Liquidität des Gashandels zu fördern.

[432] Vgl. Abschnitt 4.2.4.2 und § 1 Nr. 2b i.V.m. Anlage 2 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 1. Juni 2006, S. 7, 31 ff.

[433] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7/06-074, S. 117 ff.

[434] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7/06-074, S. 67.

[435] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 35, 38.

491. Das vereinbarte Zweivertragsmodell mit einer Vielzahl an Marktgebieten verwirklicht die als Ziel vorgegebene Transportpfadunabhängigkeit des Gasnetzzugangs nur sehr begrenzt. So sind aus Sicht der Monopolkommission insbesondere die Umsetzung des § 6 Abs. 4 GasNZV zur Bildung von Marktgebieten bei bestehenden dauerhaften Engpässen und die fehlende Netzausbauverpflichtung problematisch zu sehen. Die große Zahl an Marktgebieten führt zu einer Anhäufung von Netzentgelten bei marktgebietsüberschreitenden Transporten. Zwar erscheint eine Marktgebietsteilung aufgrund zweier Gasqualitäten (H- und L-Gas) sachlich gerechtfertigt. Dies allein hätte allerdings keine 28, 19 oder 16 Marktgebiete, die zudem auffällig stark mit den Eigentumsgrenzen der Netzbetreiber übereinstimmen und sich zum Teil sogar überlappen, zur Folge gehabt. Auftretende und technisch begründete Kapazitätsengpässe als maßgebliches Marktabgrenzungskriterium scheinen zudem nur von kurzfristiger Dauer zu sein. Dagegen bestehen im deutschen Gasmarkt zum Teil dauerhafte vertragliche Kapazitätsengpässe.[436] Der Widerspruch, dass einerseits die Bildung von Teilnetzen nur aufgrund dauerhaft technischer Engpässe rechtlich zulässig ist und anderseits nach der Vereinbarung prinzipiell die Möglichkeit zu marktgebietsüberschreitenden Transporten besteht, lässt sich nur schwer auflösen. Um so verwunderlicher ist es daher auch, dass die E.ON AG und die Wingas Transport GmbH & Co. KG sowie die RWE Transportnetz Gas GmbH die Zusammenlegung ihrer drei bzw. zwei H-Gas-Zonen zum 1. Oktober 2006 angekündigt bzw. zum 1. April 2007 vorgenommen haben und dies scheinbar, ohne technische Probleme in Kauf zu nehmen.[437]

492. Nach Auffassung der Monopolkommission ist die Zahl der Marktgebiete unbedingt zu minimieren, um damit der Zersplitterung des deutschen Gasmarktes entgegenzuwirken und die Errichtung einer Gasbörse zu fördern.[438] Besondere Bedeutung kommt hierbei der Bildung eigentumübergreifender Marktgebiete zu. Bislang beschränkt sich die Zusammenlegung auf unternehmensinterne Netze.[439] Bei tatsächlich bestehenden Engpässen ist ein standardisiertes und marktorientiertes Engpassma-

[436] Zur Engpasssituation im deutschen Gasmarkt und zu den angewendeten Engpassmanagementverfahren vgl. Abschnitt 4.2.2.3.

[437] Vgl. E.ON AG, Pressemitteilung „E.ON setzt Wettbewerbsinitiative auf dem Gasmarkt fort“ vom 11. Dezember 2006; RWE Energy AG, Pressemitteilung „RWE Transportnetz Gas reduziert Marktgebiete bereits zum 1. April“ vom 9. März 2007; Wingas Transport GmbH & Co. KG, Pressemitteilung „Wingas Transport bildet ein Marktgebiet für ihre gesamte Erdgastransport-Infrastruktur“ vom 15. Mai 2007.

[438] Zur Bildung einer deutschen Gasbörse vgl. Abschnitt 4.3.2.

[439] Eine Zusammenlegung der Marktgebiete für L-Gas der Netzbetreiber E.ON und RWE wurde erst für den 1. Oktober 2008 angekündigt. Nach Unternehmensangaben umfasst das neue Marktgebiet etwa 70 Prozent des L-Gas-Aufkommens, wobei von den etwa 24 Mrd. m^3 L-Gas 4 Mrd. m^3 auf RWE und 20 Mrd. m^3 auf E.ON entfallen. Vgl. E.ON Gastransport AG & Co. KG und RWE Transportnetz Gas GmbH, Gemeinsame Pressemitteilung „Gastransport: Weitere Vereinfachung des Netzzugangs“ vom 18. Juli 2007. Andere Marktteilnehmer planen ebenfalls eine Zusammenlegung ihrer L-Gas-Netze zum 1. Oktober 2008. Vgl. Pressemitteilung „Neues Marktgebiet für L-Gas ab Oktober 2008“ in: Zeitung für kommunale Wirtschaft, 9/2007 vom 11. September 2007.

nagementverfahren anzuwenden. Weiterhin obliegt es der Bundesnetzagentur, den Sekundärhandel mit Gasmengen durch standardisierte und marktbasierte Regelungen zur Freigabe ungenutzter Kapazitäten und zu Maßnahmen gegen Kapazitätshortung zu fördern. Abzuwarten bleiben die ersten Ergebnisse einer Untersuchung der Bundesnetzagentur, die derzeit prüft, inwieweit die in der Kooperationsvereinbarung Erdgas vorgenommene Marktgebietseinteilung den Engpasskriterien des Enerwirtschaftsgesetzes bzw. der Gasnetzzugangsverordnung entspricht. Sollte eine weitere Reduzierung der Marktgebiete in Betracht kommen und sollte eine freiwillige und zeitnahe Einigung seitens der Netzbetreiber nicht möglich sein, so obliegt es nach Auffassung der Monopolkommission der Bundesnetzagentur, die Zusammenlegung von Teilnetzen im Rahmen eines förmlichen Regulierungsverfahrens zeitnah anzuordnen. Bei einer Vergrößerung des Marktgebietes ist allerdings darauf zu achten, dass der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber die Infrastruktureinrichtungen aller im Marktgebiet gelegenen Netzbetreiber diskriminierungsfrei berücksichtigt und effizient einsetzt.

493. Ferner sieht die Monopolkommission bei der Schaffung eines einheitlichen, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Regelenergiemarktes für Gas erhebliche Umsetzungsdefizite. Grundsätzlich haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen nach § 22 Abs. 1 Satz 1 EnWG die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen (Regelenergie), nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen.[440] § 23 Satz 1 EnWG bestimmt des Weiteren, dass die von den Netznutzern zu zahlenden Entgelte sachlich gerechtfertigt, transparent und nichtdiskriminierend sein müssen und nicht ungünstiger sein dürfen als interne Verrechnungspreise vertikal integrierter Unternehmen oder als die Entgelte gegenüber verbundenen Unternehmen. Die Kooperationsvereinbarung Erdgas enthält diesbezüglich keine weitergehenden Vorgaben zur Schaffung eines Regelenergiemarktes gemäß den gesetzlichen Regelungen. Die Zersplitterung des bundesweiten Netzgebietes hat zur Folge, dass die Netznutzer von den Netzbetreibern einseitig festgelegte und erhebliche Preisauf- oder -abschläge zu bezahlen haben, da durch die kleinen Marktgebiete Über- und Unterschreitungen der gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten häufiger auftreten. Hinzu kommt die Tatsache, dass überwiegend die Netztöchter der dominierenden Gasunternehmen als marktgebietsaufspannende Netzbetreiber tätig sind. In der Praxis bestehen bei der Bepreisung von Mehr- und Mindermengen große Unterschiede bei der Bandbreite der Preisspreizung und der Orientierung an einem Maßstab für die Bepreisung von Ausgleichsmengen. Nach der Erhebung der Bundesnetzagentur findet die Bepreisung von Ausgleichsmengen in Anlehnung an den Grenzübergangspreis mit einer Bandbreite von 125 bis 270 Prozent, an das Systementgelt von bis zu 300 Prozent, an den tagesaktuellen Hub-Preis oder im Rahmen individueller Vertragsvereinbarungen statt.[441] Deutliche Umsetzungsdefizite bestehen zudem bei der in der Verordnung nicht vorgesehenen Bepreisung von Differenzmengen innerhalb der stündlichen und kumulierten Toleranzgrenzen. Darüber hinaus bemängelt die Bundesnetzagentur den äußerst geringen und unvollständigen Rücklauf der Fragebögen von den Netzbetreibern. Auch die Anwendung der für die europaweite Harmonisierung der Bilanzierungsregeln entworfenen Leitlinien der ERGEG zur Schaffung eines marktorientierten Standards für die Bepreisung von Ausgleichsmengen[442] wurden bislang von den Netzbetreibern nur teilweise umgesetzt.

494. Die Probleme, die sich durch die Vielzahl an Marktgebieten und den unzureichenden Regelenergiemarkt für Gas ergeben, werden noch dadurch verschärft, dass der Bilanzausgleich nach § 30 Abs. 1 Satz 1 GasNZV auf Stundenbasis vorzunehmen ist.[443] Auch vor dem Hintergrund des bislang geringen Einsatzes der Möglichkeit zur Netzpufferung (Verdichtung) von Gas und des Wettbewerbs um Speicherkapazitäten scheint ein Ausgleich von Differenzmengen auf Stundenbasis nicht besonders praktikabel. Die Monopolkommission stellt deshalb zur Diskussion, ob nicht angesichts der hohen Anzahl an Marktgebieten, der geringen (kurzfristig) verfügbaren Liquidität an den Importpunkten und des tagesbasierten Spothandels an der Leipziger European Energy Exchange sowie des noch unterentwickelten Wettbewerbs um Speicherkapazitäten von den Leitlinien abgewichen werden sollte, indem ein tagesbasierter und nicht ein stundenbasierter Bilanzausgleich angewendet wird. § 30 Abs. 1 GasNZV wäre hierbei entsprechend zu ändern. Die Möglichkeit zur Verbreiterung des Toleranzbandes sollte hierbei ebenfalls geprüft werden.

4.2.2.3 Engpassmanagement

495. Das erste Monitoring der Bundesnetzagentur zur Engpassituation der Gasleitungsnetze hat ergeben, dass sowohl im nichtörtlichen Gasnetz (Fernleitungsnetze und regionale Verteilernetze) als auch im örtlichen Gasnetz (lokale Verteilernetze) erhebliche vertragliche und physikalische Engpässe vorliegen.[444] So liegt die durchschnittliche Auslastung in nichtörtlichen Gasnetzen im Durchschnitt nur bei 50 Prozent und bei örtlichen Gasnetzen sogar nur bei 30 Prozent. Die rein rechnerische Spitzenauslastung der ausgewiesenen Ausspeisekapazitäten in nichtörtlichen Gasnetzen im gewichteten Mittel über alle Netzbetreiber wird von der Bundesnetzagentur mit etwa

[440] Vgl. § 4 Nr. 3 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 13.

[441] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 88; auch BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 125.

[442] Vgl. ERGEG, Guidelines for Good Practice for Gas Balancing (GGPGB) vom 20. April 2006.

[443] Vgl. § 18 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 25. April 2007, S. 27; ERGEG, Guidelines for Good Practice for Gas Balancing (GGPGB) vom 20. April 2006, S. 5.

[444] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 12.

60 Prozent angegeben.[445] Dies schließt nicht aus, dass einzelne Netze bzw. Netzkoppelpunkte wesentlich stärker ausgelastet sind. So ist die Engpasssituation auf grenzüberschreitenden Leitungen ungleich drastischer. Die Erhebung der Bundesnetzagentur zeigt, dass die wesentlichen Transitstrecken auf Jahre hinaus fast vollständig ausgebucht sind, so dass hier von erheblichen Engpässen auszugehen ist.[446] Während an den ausländischen Exit-Punkten zum Teil feste Kapazitäten gebucht werden können, sind an den deutschen Entry-Punkten lediglich vereinzelt Kapazitäten auf unterbrechenbarer Basis verfügbar. Konkrete Ausbaumaßnahmen finden jedoch nur im geringen Umfang statt.

496. Das Management von Engpässen dient in erster Linie der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes durch die Netzbetreiber und der optimalen Nutzung der Netze, so dass jederzeit die maximale Kapazität durch die Handelsunternehmen genutzt werden kann. Bei der Wahl eines wettbewerbsfördernden Engpassmanagements ist generell zwischen physikalischen und vertraglichen Engpässen zu unterscheiden. Physikalische Engpässe sind gegeben, wenn Transportnetze im Sinne des physikalisch maximal möglichen Lastflusses vollständig ausgelastet sind.[447] Inwieweit kurz- oder langfristige physikalische Engpässe vorliegen, wird derzeit von der Bundesnetzagentur intensiv geprüft.[448] Aufgrund der Ergebnisse vorangegangener Erhebungen können insbesondere bei Transitleitungen physikalische Engpässe nicht ausgeschlossen werden.[449] Zeitlich begrenzte physikalische Engpässe können durch Netzpufferung, den Einsatz von Speichern (Redispatch) oder durch Swap-Geschäfte behoben werden.[450] Sollten allerdings erhebliche längerfristige physikalische Engpässe bestehen, ist ein Ausbau der Engpasstellen angezeigt. Hierzu haben die Netzbetreiber gegebenenfalls Investitionen für den Ausbau bestehender Kapazitäten zu tätigen. Sollten sie nicht dazu bereit sein, so kann die Bundesnetzagentur Regelungen zur sachgerechten Vornahme der Investitionen durch die Betroffenen oder durch Dritte treffen.

497. Gleichwohl ist die Rolle der Bundesnetzagentur als Überwachungs- und Anordnungsinstanz uneindeutig. Ihr kommt zwar einerseits die Überwachungsaufgabe über die Vorschriften zur Systemverantwortung der Netzbetreiber zu, ob aber andererseits tatsächlich konkrete Anordnungen bzw. Verfügungen unter Hinweis auf § 11 Abs. 1 i.V.m § 65 EnWG angeordnet werden (können), ist nach Ansicht der Monopolkommission fraglich. So sind die Gasnetzbetreiber zwar zur Gewährleistung einer dauerhaften Netzsicherheit und damit der Versorgungssicherheit mit marktwirtschaftlichen Mitteln verpflichtet. Diese Pflicht umfasst aber in erster Linie die Beseitigung von Schwachstellen in bestehenden Netzen. Eine generelle Netzausbauverpflichtung besteht nach dem Energiewirtschaftsgesetz nicht. Im Gegenteil ist der Netzbetreiber nach § 6 Abs. 4 GasNZV in letzter Instanz berechtigt, bei dauerhaften physikalischen Engpässen sein Netz in mehrere Teilnetze zu untergliedern.

498. Grundsätzlich sind nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG alle Netzbetreiber dazu angehalten, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Versorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Wohl aufgrund der sektorspezifschen Besonderheiten des Elektrizitäts- und Gasmarktes hat der Gesetzgeber die Regelungen zum Erhalt und Ausbau der Netze und zum Engpassmanagement teilweise unterschiedlich gefasst. Die Regelungen zum Gassektor bleiben dabei hinsichtlich der Marktorientierung und der Informationspflichten hinter den Bestimmungen zum Elektrizitätssektor zurück. Der Gesetzgeber begründet dies damit, dass grundsätzlich auch im Gasbereich eine „wirtschaftlich zumutbare“ Netzausbaupflicht zur Beseitigung existierender Schwachstellen bestehe. Da aber ein Substitutionswettbewerb zwischen den Primärenergieträgern Gas und Öl existiere, sei eine bundesweit vollständige Marktabdeckung im Sinne einer Netzausbauverpflichtung nicht geboten.[451] So ist zu berücksichtigen, dass das bestehende Versorgungsnetz der deutschen Gaswirtschaft im Gegensatz zu anderen europäischen Staaten durch die unternehmerische Freiheit des Leitungsbau historisch geprägt ist, mit der Folge, dass die in Deutschland existierende dreistufige Versorgungsstruktur von einer Vielzahl von Gasnetzbetreibern unternehmensindividuell aufgebaut und genutzt wurde. Eine institutionelle Netzausbauplaung gibt es auch nach der Aufnahme der sektorspezifischen Regulierung nicht. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland folgt daher im Gasbereich einem privatwirtschaftlichen Ansatz auf Basis der allgemeinen Regelungen der §§ 15 bis 16a EnWG. Solange ein sicherer Systembetrieb und die Versorgungssicherheit durch sachgerechte Engpassmanagementverfahren gewährleistet werden können, liegt der Ausbau bestehender Leitungsnetze letztlich im individuellen Geschäftsinteresse eines jeden Netzbetreibers.

499. Die Monopolkommission sieht das Fehlen einer eindeutigen Anordnungsbefugnis der Bundesnetzagentur zum einzelfallbezogenen Netzausbau durch einen Gasnetzbetreiber bei bestehenden strukturellen Engpässen kritisch. Eine Anordnung zum Netzausbau ist allerdings nur dann auszusprechen, wenn das betroffene Leitungsnetz auch nach Vornahme der Investitionen die Eigenschaft eines natürlichen Monopols besitzt. Nach Auffassung der Monopolkommission trägt das Argument des Substitutionswettbewerbs zwischen Gas und Öl als Begründung für eine fehlende Verpflichtung zum Netzaus-

[445] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 105.
[446] Vgl.BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 73 f.
[447] Vgl. Artikel 2 Abs. 1 Nr. 23 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungen, ABl. EU Nr. L 289 vom 3. November 2005, S. 1.
[448] Vgl. auch BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 108.
[449] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 73 f.
[450] Vgl. auch ebenda, S. 77.
[451] Vgl. § 15 Abs. 3 EnWG i.V.m. Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 57 sowie § 16 Abs. 5 EnWG i.V.m. § 6 Abs. 3 Satz 6 GasNZV und Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 58.

bau nicht (mehr).[452] Die Etablierung von Gas ist längst vollzogen worden. Hinzu kommt, dass die Verteuerung anderer Primärenergieträger durch CO_2-Zertifikate zu einer größeren Bedeutung von Gas als Primärenergieträger führt und damit zu einer stärkeren Abhängigkeit der Stromversorgung von Gas. Des Weiteren sind die Wechselkosten für alle Marktteilnehmer zumindest mittelfristig hoch, die Bindungszeit an einen Energieträger dementsprechend lang. Netzengpässe führen zu einer Zersplitterung des deutschen und europäischen Gasmarktes, mit der Folge, dass die Versorgungsunsicherheit steigt. Gleichzeitig werden eigentumsabgegrenzte Marktgebiete verfestigt, wodurch ein funktionsfähiger Wettbewerb behindert wird. Dies trägt zu einer Verschärfung von Marktmachtproblemen auf der Großhandelsebene bei. Aus Sicht der Monopolkommission ist weiterhin zur Reduktion physikalischer Engpässe die Zahl der Marktgebiete zu minimieren und die wettbewerbliche Nutzung von Speicheranlagen zu fördern.[453] Vor dem Hintergrund der zukünftigen Anreizregulierung der Netzentgelte und des möglichen Rückgangs der Investitionsneigung der Netzbetreiber sind diesen Anreize zur Tätigung (effizienter) Investitionen zu gewähren.[454] Die sachgerechte Verwendung enpassbedingter Versteigerungserlöse ist ebenso sicherzustellen. Nach § 10 Abs. 6 Satz 4 GasNZV sind diese zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder zur Senkung der Netznutzungsentgelte aufzuwenden.

500. Während sich die Beseitigung physikalischer Kapazitätsengpässe auf dem deutschen Gasmarkt rechtlich schwierig gestaltet, sieht das Energierecht bei vertraglichen Engpässen bereits Methoden vor, die von den Gasnetzbetreibern anzuwenden sind. Ein vertraglicher Engpass liegt nach § 10 Abs. 1 Satz 1 EnWG vor, wenn die täglich eingehenden Kapazitätsanfragen die freie Kapazität an bestimmten Netzpunkten übersteigt.[455] Vertragliche Buchungen liegen zum Teil für einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren vor. Die (kurzfristig) verfügbare Kapazität an einer bestimmten Ein- oder Ausspeisestelle kann dementsprechend gering sein. § 9 Abs. 1 GasNZV beschreibt die Grundsätze der Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazitäten, wonach die Netzbetreiber feste oder unterbrechende Kapazitäten in der zeitlichen Reihenfolge des Eingangs verbindlicher Anfragen zu vergeben haben. Für den Fall, dass ein vertraglicher Engpass vorliegt und zwischen 90 und 100 Prozent der verfügbaren technischen Kapazität bereits ausgebucht sind, haben die Betreiber von Gasversorgungsnetzen gemäß § 10 Abs. 4 GasNZV eine Auktion zur Versteigerung der verbleibenden freien Kapazitäten durchzuführen. Vorab sind allerdings noch Transportkunden, die Gas aus Biomasse einspeisen, vorrangig zu behandeln. Die Versteigerung freier Kapazitäten ist nur einmal jährlich vorzunehmen. Die ersteigerten Kapazitäten sind garantiert und handelbar. Lediglich einer der nichtörtlichen Gasnetzbetreiber hat 2006 ein solches Versteigerungsverfahren durchgeführt.[456] Es ist zu vermuten, dass zum Zeitpunkt der Engpassveröffentlichung bei einer Vielzahl der nichtörtlichen Netzbetreiber aufgrund der bereits bestehenden Buchungen keine freien Kapazitäten mehr vorlagen.

501. Ferngasnetzbetreiber haben ferner bei grenzüberschreitenden Leitungen die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungen mit den darin enthaltenen Leitlinien zum Engpassmanagement zu berücksichtigen. Das anzuwendende Allokationsverfahren hat danach marktbasiert, transparent und diskriminierungsfrei zu sein. Jedoch bestehen derzeit noch Umsetzungsdefizite durch die europäischen Ferngasnetzbetreiber. Ein verpflichtendes einheitliches und marktorientiertes Engpassmanagement bei marktgebiets- und grenzüberschreitenden Transporten findet bislang nicht statt. Aus Sicht der Monopolkommission sind die durchaus positiven Erfahrungen, die mit Engpassmanagementmethoden in der Elektrizitätswirtschaft gemacht worden sind, zu berücksichtigen. Welches Verfahren zur Versteigerung von Engpasskapazitäten (implizite und/oder explizite Auktion) im Gasmarkt konkret zur Anwendung kommen sollte, ist im Wesentlichen von der Art und Stärke der bestehenden Engpässe abhängig. In jedem Fall sollte ein solches Design zur Bewirtschaftung von Engpässen gewählt werden, dass die kurzfristig verfügbare Liquidität im deutschen Gasmarkt erhöht, wodurch der Sekundärhandel gestärkt und der Börsenhandel mit Gas stimuliert wird. Generell ist auch zwischen innerdeutschen und grenzüberschreitenden Transportengpässen zu unterscheiden. Zur Beseitigung von Engpässen bei grenzüberschreitenden Leitungen stellt die explizite Auktion, wie sie auch im Elektrizitätssektor insbesondere an den deutsch-tschechisch-österreichischen Grenzkuppelstellen angewendet wird, eine für den deutschen Gasmarkt interessante Engpassmanagementmethode dar. Hierbei werden im Gegensatz zur impliziten Auktion die Kapazitätsrechte unabhängig von der Handelsmenge versteigert, wodurch ein effizienter und stabiler Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Als nachteilig erweist sich die damit einhergehende Fragmentierung des europäischen Marktes. Diese wird aber letztlich durch die bestehenden Engpässe und die fehlende Verpflichtung der Gasnetzbetreiber zum Netzausbau begründet. Durch die gemeinsame Versteigerung von Kapazitäten und Energiemengen kann zwar ein gemeinsamer Markt mit größerer Liquidität realisiert werden, aber auch nur solange keine Kapazitätsengpässe bestehen.

502. Darüber hinaus sieht der deutsche Ordnungsrahmen weitere Maßnahmen vor, die geeignet sind, (vertragliche) Engpässe zu beseitigen und den Durchleitungswettbewerb zu stimulieren. Neben der generellen Verpflichtung der Netzbetreiber zum Angebot fester und unterbrechender Kapazitäten durch § 4 Abs. 1 GasNZV

[452] Zu den Gründen vgl. Tz. 460.
[453] Zur Wettbewerbssituation auf dem Speichermarkt vgl. Abschnitt 4.2.2.4.
[454] Zur Berücksichtigung von Investitionen bei der anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte vgl. Abschnitt 5.2.4.
[455] Vgl. § 10 Abs. 1 Satz 1 GasNZV.
[456] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 107.

scheinen insbesondere die Regelungen gegen die Hortung von Kapazitäten (§ 13 Abs. 1 GasNZV) und zum Sekundärhandel (§ 14 Abs. 1 GasNZV) im Gasbereich wirkungsvolle Instrumente zur Beseitigung von vertraglichen Engpässen zu sein. So sind bereits vertraglich gebundene Kapazitäten, aber nicht oder nur im geringen Umfang in Anspruch genommene Kapazitäten dem Sekundärmarkt nach dem „use or lose"-Prinzip zur Verfügung zu stellen. Zur Etablierung eines Sekundärhandels hatten die Netzbetreiber bis zum 1. August 2006 eine gemeinsame Internetplattform für den Handel mit Kapazitätsrechten einzurichten.[457] Dadurch wird Dritten die Möglichkeit gegeben, kurzfristig Kapazitäten auf fester oder unterbrechender Basis zu buchen, wenngleich die Bundesnetzagentur zum heutigen Zeitpunkt noch keine belastbaren Aussagen zur Wirkungsintensität dieser Methoden machen kann.[458] Bislang sind die auf dem Sekundärmarkt gehandelten Mengen im Verhältnis zur Gesamtkapazität gering. Eine weitere Methode zur Verminderung vertraglicher Engpässe ist die nach § 9 Abs. 7 GasNZV verpflichtende Kapazitätsfreigabe bei einem Wechsel des Lieferanten (Rucksackprinzip). Der neue Lieferant kann danach vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm ansonsten die Belieferung des Kunden nicht möglich ist. Im Zuge der Umsetzung des gesetzlich vorgeschriebenen Entry-Exit-Modells wurde der Lieferantenwechsel vereinfacht und standardisiert. So erfolgt die Freigabe der ausspeiseseitigen Kapazitäten bis zum virtuellen Punkt eines Marktgebietes automatisch.

4.2.2.4 Speicherzugang

503. Im Gegensatz zum regulierten Netzzugang erfolgt der Speicherzugang gemäß § 26 EnWG ausschließlich auf Vertragsbasis. Der Gesetzgeber hat bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben der Gasrichtlinie von seinem Wahlrecht Gebrauch gemacht und sich für einen Zugang auf zivilrechtlicher Vertragsbasis entschieden.[459] Neben der teilweisen Zurechnung von Speicheranlagen zu der den Netzebenen vorgelagerten Wirtschaftsstufe geschah dies auch vor dem Hintergrund, dass sich die überregionalen Ferngasgesellschaften einst im Nachtrag zur Verbändevereinbarung I dazu verpflichtet haben, einen Zugang zu ihren Speicherkapazitäten auf Vertragsbasis zu gewähren. Im Rückblick muss konstatiert werden, dass sich die mit der Ausnahme von der Regulierung verbundenen Hoffnungen auf einen inländischen Wettbewerb um Speicherkapazitäten bislang noch nicht erfüllt haben.

504. Der Bundesnetzagentur obliegt im Speicherbereich in erster Linie die Überwachung der Vorgaben zur informationellen und buchhalterischen Entflechtung der Speicheranlagen von den anderen Wirtschaftsstufen eines vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmens (§§ 9 und 10 EnWG),[460] die Überwachung der Vorgaben des § 28 EnWG und die Überwachung der Tätigkeiten der Speicherbetreiber im Rahmen einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht nach §§ 30 und 31 EnWG. Folglich verfügt die Bundesnetzagentur im Speicherbereich über weniger Regulierungsbefugnisse als im Netzbereich. Nach § 28 Abs. 1 EnWG haben die Betreiber von Speicheranlagen anderen Unternehmen den Speicherzugang zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen auf Vertragsbasis zu gewähren. Davon ausgenommen sind diejenigen Kapazitäten, die zur Gewinnungstätigkeit eingesetzt werden. Eine Verpflichtung zur Anwendung eines marktorientierten Engpassmanagements bei Kapazitätsengpässen besteht nicht. Allerdings haben sich die Marktteilnehmer im Rahmen der europäischen „Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO)" vom 23. März 2005 auf freiwilliger Basis mit der ERGEG darauf verständigt. Die Speicherbetreiber sind jedoch lediglich dazu verpflichtet, der zuständigen Regulierungsbehörde auf Nachfrage über den Stand der Umsetzung zu berichten. Die Leitlinien enthalten Mindeststandards für den Speicherzugang, das Engpassmanagement und die Veröffentlichung von Informationen. Die Vorgaben basieren auf der Beschleunigungsrichtlinie Gas vom 26. Juni 2003 und sind deutlich konkreter gefasst als die Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes.[461]

505. Der deutsche Speichermarkt zählt mit einem Anteil von über 28 Prozent an den gesamten Speicherkapazitäten aller EU-Mitgliedsstaaten aufgrund seiner Vielzahl an (dezentralen) Speicheranlagen und des hohen Arbeitsgasvolumens zu den attraktivsten in Europa. So befinden sich über ein Drittel aller europäischen Speicher in Deutschland. Das in Deutschland verfügbare Arbeitsgasvolumen betrug 2006 etwa 19,6 Mrd. m^3 und ist damit deutlich höher als auf vergleichbaren Märkten wie Italien (13,3 Mrd. m^3) oder Frankreich (11,2 Mrd. m^3).[462] Die physikalischen Voraussetzungen für die Etablierung eines Speicherwettbewerbs in Deutschland sind somit prinzipiell gegeben. Allerdings ist die angebots- und nachfrageorientierte Konzentration im deutschen Speichermarkt gemessen am Volumen momentan hoch. Nach Angaben der Bundesnetzagentur beträgt der Marktanteil der etablierten (überregionalen) Ferngasunternehmen am Arbeitsgasvolumen der Speicher über 70 Prozent.[463] Zugleich

---

457 http://www.trac-x.de. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 108.

458 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 76 f.; BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 108 f.

459 Vgl. Artikel 19 und 20 der Richtlinie 2003/55/EG.

460 Vgl. § 6 Abs. 1 Satz 3 EnWG.

461 Weiterhin haben die Speicherbetreiber nach dem Energiewirtschaftsgesetz vielfältige Veröffentlichungspflichten zum Standort, zur verfügbaren Kapazität und zu den Geschäftsbedingungen zu leisten. Den Veröffentlichungspflichten des § 28 Abs. 3 EnWG sind nach Angaben der Bundesnetzagentur die meisten Betreiber von Untertagespeichern nachgekommen. Der überwiegende Teil der Betreiber von Übertagespeichern lieferte bislang nur wenige Informationen. Die Bundesnetzagentur wertet das Angebot von Speicherdienstleistungen insgesamt als hoch. Allerdings werden entbündelte Dienstleistungen, d.h. das separate Angebot von Arbeitsvolumen, Ein- und Ausspeiserate, von den Speichernetzbetreibern nicht einheitlich gleich angeboten. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 99.

462 Vgl. ERGEG, ERGEG Final Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), 6. Dezember 2006, S. 14.

463 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 96.

verfügen diese Unternehmen über den Zugang zur Importebene, auf der langfristige Gaslieferverträge mit ausländischen Lieferanten vorherrschen, mit der Folge, dass die Kapazitäten inländischer Speicheranlagen für lange Zeit im Voraus ausgebucht sind. Die Bundesnetzagentur beziffert in ihrem Monitoringbericht von 2006 die zumindest kurzfristige Kapazitätsauslastung der Speicheranlagen mit 99 Prozent bei Untertagespeichern und mit 98 Prozent bei Übertagespeichern.[464] Die Sektoruntersuchung der Europäischen Kommission hat sogar ergeben, dass bis zu 80 Prozent der technischen Kapazitäten für mehr als fünf Jahre, zum Teil für bis zu 15 Jahren, ausgebucht sind.[465] Zudem beschränkt sich die Nutzung der vorhandenen Speicheranlagen auf wenige Unternehmen. Die Mehrzahl der Speicheranlagen wird von weniger als drei Unternehmen genutzt.[466] Die Wahlmöglichkeit der Speichernutzer ist aufgrund wirtschaftlicher und technischer Gründe stark eingeschränkt, so z. B. bei der Wahl zwischen dem Standort und der Art des Speichers. Wechselvorgänge finden demnach nur selten statt. Vor dem Hintergrund eines möglichen Diskriminierungspotentials durch die Speicherbetreiber zeigt das Monitoring der Bundesnetzagentur, dass bei der Buchung von Kapazitäten durch verbundene Unternehmen in fast allen Fällen keine technischen, wirtschaftlichen oder tatsächlichen Probleme bei der Speichernutzung vorkamen, während bei nicht verbundenen Unternehmen solche Probleme in zumindest zwölf Fällen auftraten.[467]

506. Die wesentlichen Funktionen von Speicheranlagen lassen sich mit den Begriffen „Versorgungssicherheit“ und „Portfoliomanagement“ umschreiben. Aufgrund der bestehenden großen Importabhängigkeit ist die inländische Vorhaltung von Gas in Speicheranlagen zur Deckung saisionaler Schwankungen und zur Risikominimierung von Versorgungslücken bei Transportunterbrechungen unabdingbar. Allgemein ist die „Lagerung“ von Gasmengen durch das physisch bedingte Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage ein fester Bestandteil der Geschäftstätigkeit vertikal integrierter Gasversorgungsunternehmen. Die Investitionskosten für den Bau neuer Speicheranlagen sind hoch und die Anlagen spezifisch in ihrer Verwendung. Seit geraumer Zeit hat der Bau neuer Speicheranlagen für neue Marktteilnehmer, aber auch für regionale und überregionale Unternehmen aufgrund des unzureichenden Zugangs zu bestehenden Anlagen an Bedeutung gewonnen. Auch die Zahl der Einkaufs-, Handels- und Beratungskooperationen von Stadtwerken, Produzenten und sonstige Händlern zum Aufbau eines Portfoliomanagements ist durchaus beträchtlich. Kooperationen ermöglichen eine strategische Handlungsposition, wodurch bessere Einkaufskonditionen und Synergievorteile realisiert werden. Darüber hinaus verfolgen neue Marktteilnehmer das Ziel, selbst als Gaslieferant und als Anbieter von Beratungsdienstleistungen im Markt aufzutreten. Bei Etablierung einer Gasbörse wird das Portfoliomanagement durch die kurzfristige Nutzung von Speicherkapazitäten zu Arbitragezwecken noch an Bedeutung gewinnen. Die Funktion von Speicheranlagen als „Sondereinrichtung“ etablierter Unternehmen zur Reservehaltung bzw. zum Ausgleich saisonaler Absatzschwankungen rückt dadurch in den Hintergrund. Auch im Hinblick auf die in letzter Zeit positive Entwicklung im Speicherbau durch regionale und lokale Weiterverteiler sowie Händler ist nach Auffassung der Monopolkommission daher eine Regulierung momentan nicht angezeigt.

507. Die Monopolkommission sieht eine nachträglich einzuführende Netzzugangsregulierung aufgrund der jüngsten dynamischen Entwicklung im Speicherbau und des Aufbaus eines Portfoliomanagements sowie neu gegründeter Kooperationsverbünde durch kleinere Gasunternehmen und neue Marktteilnehmer kritisch. Mögliche Investitionsanreize und Bestrebungen zum Aufbau eines neuen Geschäftsmodells können durch eine Regulierung der Geschäftsbedingungen nachhaltig vermindert werden. Zwar besteht immer noch ein Diskriminierungspotential und die gehandelten Transaktionsmengen Dritter sind trotz zahlreicher Nachfragegesuche noch relativ gering. Nach Ansicht der Monopolkommission ist dies aber vor allem darauf zurückzuführen, dass die kompetitive Nutzung von Speicheranlagen im Sinne eines betriebswirtschaftlichen Portfoliomanagements von mehreren miteinander verbundenen Faktoren abhängig ist: Neben einer günstigen Versorgungsstruktur des jeweiligen Marktgebietes im Sinne des handelbaren Volumens und der Zahl erreichbarer Ein- und Ausspeisepunkte, der verfügbaren Leitungs- und Speicherkapazitäten und von Gasmengen an Hubs, Importpunkten und LNG-Anlandestellen sowie einer konsequenten Anwendung der in den §§ 6 bis 10 EnWG enthaltenen Entflechtungsvorschriften auf Speicheranlagen ist ein marktorientiertes Engpassmanagement eine wichtige Voraussetzung für die Etablierung eines diskriminierungsfreien, effizienten und transparenten Handels von Gasspeichermengen.

508. In Deutschland werden von den Speicherbetreibern mehrere Engpassmanagementverfahren verwendet, worunter die „first committed first served“-Methode das mit großem Abstand am häufigsten angewendete Verfahren neben den Methoden des „first come first served“ und des „pro rata“ darstellt.[468] Wie die ERGEG sieht auch die Monopolkommission diese in Deutschland verwendeten Verfahren der Engpassbewirtschaftung kritisch, da sie nicht wie in den Leitlinien vorgesehen marktbasiert sind und wettbewerbshemmend wirken.[469] Durch den Informationsvorsprung des konzernabhängigen Netzbetreibers ermöglichen diese Verfahren die Bevorteilung konzernverbundener Handelsunternehmen. Speziell die erste

[464] Vgl. ebenda, S. 98.
[465] Vgl. European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 184.
[466] ERGEG, ERGEG Final Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), 6. Dezember 2006, S. 40 ff.
[467] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 97.
[468] Vgl. ebenda, S. 98.
[469] Vgl. ERGEG, ERGEG Final Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), 6. Dezember 2006, S. 7 ff. und 36 ff.; ERGEG, Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO) vom 23. März 2005, S. 5.

Methode weist ein hohes Diskriminierungspotential auf. Dagegen haben die Netznutzer bei Anwendung der Pro-rata-Methode einen Anreiz zur Überbuchung der vorhandenen Kapazitäten. Marktbasierte und transparente Verfahren, wie etwa die Verauktionierung signifikanter Speicherkapazitäten, werden in Deutschland aufgrund der fehlenden Verpflichtung bislang nur wenig angewendet.

509. So führen mehrere etablierte Speicherbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements Auktionen durch, wenn auch bislang nur im kleinerem Umfang. Da dies aber zugleich bedeutet, dass die Auktionatoren in dieser Höhe zugunsten von Wettbewerbern auf ihr eigenes Handelsgeschäft verzichten, ist dieser Schritt aus Sicht der Monopolkommission zu begrüßen. Neben der zeitlich befristeten Verauktionierung signifikanter Gasmengen aus inländischen Fördermengen und Importverträgen der überregionalen Ferngasunternehmen spricht sich die Monopolkommission auch für eine zeitlich befristete Verauktionierung signifikanter Speicherkapazitäten der etablierten Speicherbetreiber aus.[470] Die von der Bundesnetzagentur durchzuführenden Auktionen sollten dabei so gestaltet werden, dass die Selbstdurchsetzbarkeit der Programme gewährleistet ist. Eine mit Verhaltensauflagen verbundene Kontrolle der Marktteilnehmer seitens der Behörden ist aus Sicht der Monopolkommission nicht erstrebenswert. Im Speicherbereich kommt der Bundesnetzagentur letztlich die dringliche Aufgabe zu, die Einhaltung der Vorgaben des § 28 EnWG zu überwachen, ein Monitoring zur Überprüfung der Umsetzung der Vorgaben der europäischen Leitlinie zum Speicherzugang durchzuführen und bei der Umsetzung eines marktbasierten Engpassmanagementverfahrens im Speicherbereich mitzuwirken.

510. Weiterhin gilt es, einer missbräuchlichen vertraglichen Kapazitätshortung entgegenzuwirken. Hierfür geeignet ist das auch im Leitungsnetz angewendete „use or lose"-Prinzip, wonach die von einem Kunden gebuchten, aber nicht oder nur im geringen Umfang in Anspruch genommenen Kapazitäten vom Speicherbetreiber freigegeben werden, so dass er diese als unterbrechende Kapazitäten Dritten anbieten kann.[471] Dieses Verfahren wird bislang nicht von allen Speicherbetreibern angewendet. Gleichzeitig kann die Einführung des „use or sell"-Prinzips dazu beitragen, dass von Speichernutzerseite nicht genutzte Kapazitäten auf unterbrechender Basis Dritten angeboten werden. Hierdurch wird letztlich ein effizienter Sekundärhandel mit Gasspeichermengen stimuliert, wodurch die Flexibilität im Marktgebiet zunimmt, allerdings unter der Voraussetzung, dass auch kurzfristig Gasmengen verfügbar sind. Hierzu ist insbesondere die Zahl der Marktgebiete zu minimieren, die Anwendung marktorientierter Engpassmanagementverfahren durchzusetzen und die Etablierung einer liquiden Gasbörse zu fördern. Generelle positive Wettbewerbseffekte bestehen nach Ansicht der Monopolkommission zudem in der zunehmenden Bedeutung Deutschlands als Transitland, so dass die Anreize zum Bau neuer Leitungsnetze und Speicheranlagen und zum Angebot von Serviceleistungen sowohl für die etablierten als auch für neue Marktteilnehmer zunehmen.

[470] Zum Gas-Release-Programm der E.ON AG und zum Missbrauchsverfahren EnBW Trading/E.ON Ruhrgas Transport vgl. Abschnitt 4.2.4.1.

[471] Vgl. Tz. 502.

4.2.2.5 Neue Infrastrukturen

511. Nach § 28a EnWG können neue Infrastrukturen im Sinne neuer Verbindungsleitungen oder in der Kapazität erweiterte Infrastrukturen zwischen Deutschland und anderen Staaten oder LNG- und Speicheranlagen auf Antrag bei der Bundesnetzagentur vom regulierten oder vertraglichen Netzzugang nach den §§ 20 bis 28 EnWG befristet ausgenommen werden. Dies hätte zur Folge, dass der Betreiber jedermann vom Zugang zu seinen neuen Infrastruktureinrichtungen ausschließen könnte. Angelehnt an die Wahlmöglichkeit in Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG hat der Gesetzgeber von der Möglichkeit einer befristeten Ausnahme von den Vorgaben über den regulierten Netzzugang Gebrauch gemacht.[472] Begründet wird dies mit dem Umstand, dass zur Deckung des zukünftig steigenden Gasverbrauchs der Bau neuer Transitleitungen, Speicheranlagen und LNG-Terminals, die erhebliche Investitionen erfordern, notwendig wird. Eine Regulierung neuer Infrastrukturen lasse die Investitionsbereitschaft der Unternehmen sinken, wodurch eine Gefährdung der Versorgungssicherheit nicht mehr auszuschließen sei. Der Gesetzgeber knüpft die Möglichkeit zur Ausnahme von der Regulierung an Gründe an, die kumulativ erfüllt sein müssen: So muss mit der neuen Infrastruktur eine Verbesserung des Wettbewerbs einhergehen und das Risiko der Investition muss so hoch bemessen sein, dass eine Ausnahme von der Regulierung erforderlich ist und Infrastruktureigentümer und Netzbetreiber rechtlich, operationell und buchhalterisch entflechtet sind, Netznutzungsentgelte erhoben werden und sich die Ausnahme nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirkt. Die Beweispflicht hierfür liegt bei den Unternehmen.

512. Die Monopolkommission begrüßt prinzipiell die Möglichkeit zur Ausnahme von der Regulierung neuer Infrastruktureinrichtungen. Eine Regulierung kann die Anreize zur Tätigung wichtiger Investitionen erheblich vermindern, wenn die damit einhergehenden Erträge, die zur Finanzierung der neuen Infrastruktureinrichtung notwendig sind, nicht im vollen Umfang einbehalten werden dürfen. Bei einer Ausnahme neuer Infrastrukturen von der Netzzugangsregulierung gemäß § 28a EnWG ist allerdings zu vermuten, dass die Position der etablierten inländischen Gasversorger gestärkt wird, da diese aufgrund ihrer bereits bestehenden Leitungsnetze und der abgeschlossenen Lieferverträge einen größeren Anreiz zum Bau neuer Anlagen und Kapazitätsaufstockungen haben als neue Marktteilnehmer. Zudem sehen sich sowohl die etablierten Gasunternehmen als auch neue Marktteilnehmer einer kontinuierlich steigenden Gasnachfrage gegenüber, wodurch erhebliche Anreize zu Investitionsausgaben stimuliert werden. Eine für die Inves-

[472] Vgl. Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 24. Oktober 2004, S. 87.

toren angemessene Kalkulationssicherheit scheint durch die Energiemarktentwicklung gegeben zu sein. Das Investitionsrisiko ist dementsprechend relativ gering.

513. Darüber hinaus sollte ein Betreiber neuer Infrastrukturen aus rein betriebswirtschaftlichen Gründen einen Anreiz haben, anderen Transportkunden bei Nichtauslastung der Anlage den Zugang dazu zu gewähren. Allerdings zeigt die Praxis, dass existierende, aber ungenutzte Leitungskapazitäten in großem Umfang gehortet und damit strategisch dem Markt entzogen werden.[473] Einer möglichen Manifestierung des Status Quo auf dem deutschen Gasmarkt wird hierdurch auch deshalb nicht entgegengewirkt, weil es sich hier nicht um einen durchaus von der Regulierung auszunehmenden neuen Markt, wie etwa im Telekommunikationsbereich, handelt.[474] Der Zugewinn an Versorgungssicherheit und die positiven Wettbewerbswirkungen müssten erheblich sein. Aufgrund des nur mäßig innovationsfähigen Produktes „Gas“, der hohen Investitionskosten und der beschränkten Bezugsmöglichkeiten von Gasmengen sind solche Wirkungen im Gegensatz zur Telekommunikationsindustrie nicht zu erwarten.

514. Die Monopolkommission sieht zudem das Problem, dass die Bundesnetzagentur aufgrund der zahlreichen unbestimmten Rechtsbegriffe nur bedingt in die Lage versetzt wird, die von den Antragstellern dargelegten Wettbewerbswirkungen neuer Infrastrukturen sachgerecht zu prüfen. So ist zu untersuchen, ob der Wettbewerb bei der Gasversorgung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit auf der entsprechenden Wertschöpfungsebene durch die neue Infrastruktur (erheblich) verbessert wird. Es ist zu klären, was der Begriff der Versorgungssichereit überhaupt beinhaltet und was das optimale Maß an Versorgungssicherheit darstellt.[475] Hierbei sind gegenwärtige und neue Lieferländer hinsichtlich des Gasaufkommens, des Transportweges (Pipeline versus LNG-Anlagen, Speicheranlagen) und der „Vertrauenswürdigkeit“ der Lieferanten bezüglich der Einhaltung von Lieferverträgen zu bewerten. In einem zweiten Schritt müssen die möglichen Wettbewerbswirkungen auf den deutschen Gasmarkt ermittelt werden. Zum Schluss bedarf es noch der Überprüfung, ob die geplante Investition eines Gasnetzbetreibers unterbleiben würde, wenn keine befristete Ausnahme von der Regulierung zugelassen wird. Hierbei muss auch untersucht werden, ob nicht andere Unternehmen bereit wären, die Investition bei einem regulierten Zugang zu tätigen. Grundsätzlich ist auch zu hinterfragen, ob nicht der Netzausbau unter die Generalklausel des § 11 Abs. 1 EnWG fällt, wonach die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, das Versorgungsnetz bedarfsgerecht, d. h. nachfrageorientiert, auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist.

515. Die Prüfung der bislang gestellten Anträge von E.ON und Wingas auf Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a EnWG ist von der Bundesnetzagentur entsprechend sorgfältig vorzunehmen.[476] Zur Erhöhung der Rechtssicherheit ist die Bundesnetzagentur dazu angehalten, die gesetzlich vorgegebenen Voraussetzungen zu konkretisieren und zu veröffentlichen.

4.2.3 Netzentgeltregulierung

4.2.3.1 Rechtsrahmen und Ergebnisse

516. Mit dem neuen Energiewirtschaftsrecht erfolgte der Übergang von der bloßen Missbrauchsaufsicht zu einer kostenorientierten Ex-ante-Entgeltregulierung für die Betreiber von Gasversorgungsnetzen.[477] Die Bedingungen zur Bildung der Netzentgelte sind in § 21 EnWG allgemein verbindlich für die Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber geregelt. § 23a EnWG enthält die Vorschriften für das von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden durchzuführende Genehmigungsverfahren. Die Regelungen zur Netzentgeltbildung führen die Grundsätze der Netzregulierung fort, wonach die erhobenen Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein sollen. Weiterhin dürfen nach dem Gleichbehandlungsgrundsatz die von den Netzbetreibern zu erhebenden Entgelte gegenüber Dritten nicht ungünstiger sein als diejenigen Kosten, die bei Rechnungstellung innerhalb des eigenen Konzernverbundes erhoben werden. Im Sinne des Als-ob-Wettbewerbsgedankens der Regulierung sind die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers als Grundlage für die Entgeltbildung heranzuziehen, unter Berücksichtigung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung finden Kosten, die im Wettbewerb nicht durchsetzbar wären, keine Berücksichtigung. Die genehmigten Netzentgelte stellen Höchstpreise dar, die im Genehmigungszeitraum nicht überschritten werden dürfen.

517. Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt anhand der Berechnung der Netzkosten nach den §§ 4 bis 10 GasNEV. Die Netzkosten setzen sich gemäß § 4 Abs. 2 GasNEV aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 GasNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV und den kalkulatorischen Steuern nach § 8 GasNEV unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 GasNEV zusammen. Nach § 4 Abs. 1 GasNEV sind die bilanziellen und kalkulatorischen Kosten eines Netzbetreibers nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

[473] Vgl. auch BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 108.
[474] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 43, Baden-Baden 2006, Tz. 184.
[475] Vgl. auch Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, ABl. EU Nr. L 127 vom 29. April 2004, S. 92.
[476] Der Antrag von E.ON wurde wegen Unzulässigkeit zurückgewiesen da nach Auffassung der Bundesnetzagentur nur der Betreiber der späteren Infrastruktur und nicht der bloße Eigentümer oder Investor antragsbefugt ist. Vgl. hierzu BNetzA, Beschluss vom 27. August 2007, BK7-07-013.
[477] Zur möglichen Ausnahme überregionaler Ferngasnetzbetreiber, die im Leitungswettbewerb stehen, vgl. Abschnitt 4.2.3.3.

518. Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Netzentgelte erfolgt mehrstufig, wobei zunächst die anrechenbaren Kosten auf Grundlage des Tätigkeitsberichts des Netzbetreibers und der Bestimmungen der Netzentgeltverordnung festgestellt werden. Daran anschließend findet die Verteilung der Kosten auf die Kostenstellen und Kostenträger statt. Schließlich werden die Netzentgelte auf Basis der Kostenträger ermittelt. Nach Feststellung des genehmigungsfähigen Entgeltes durch die Regulierungsbehörden erhalten die Netzbetreiber Gelegenheit zu einer Stellungnahme, um eventuelle Diskrepanzen zwischen dem beantragten und dem genehmigungswürdigen Netzentgelt zu begründen. Werden die beantragten Netzentgelte im Genehmigungsverfahren durch die zuständige Regulierungsbehörde gekürzt, so sind die bisher verlangten Netzentgelte unverzüglich auf das genehmigte Niveau abzusenken. Zum Abschluss des Verfahrens haben die Netzbetreiber ein Preisblatt mit den geltenden Tarifen zu erstellen, welches anschließend an die zuständige Regulierungsbehörde zu übersenden und danach im Internet zu veröffentlichen ist. Dem Transparenzgedanken folgend, veröffentlichen die Regulierungsbehörden alle genehmigten Netzentgelte und die in der Praxis zentralen Prüfungskriterien.[478]

519. Zur näheren Bestimmung einer effizienten Entgeltbildung auf Basis der ermittelten Netzkosten hat die Bundesnetzagentur vor Genehmigung der Netzentgelte erstmalig ein Vergleichsverfahren gemäß § 21 Abs. 1 Satz 1 GasNEV durchgeführt.[479] Neben der Feststellung des allgemeinen Ausgangsniveaus soll mit dem Vergleichsverfahren gewährleistet werden, dass sich die (beantragten) Netzentgelte an den Kosten der effizienten Betriebsführung eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers orientieren. Der Vergleich kann sich hierbei auf die bislang erhobenen Netzentgelte, die Erlöse oder die Kosten beziehen.[480] Die Ergebnisse des Verfahrens wurden gemäß § 21 Abs. 4 EnWG bei der Genehmigung der beantragten Entgelte berücksichtigt. Zur Durchführung des Vergleichs wurden die Netzbetreiber anhand ihrer Absatzdichte und ihrer gebietsstrukturellen Lage in verschiedene Klassen eingeteilt. Anhand weiterer Vergleichskennzahlen, wie z. B. der Kosten des Netzbetriebs pro Kilometer Leitungslänge, wurden die Netzbetreiber weiter differenziert, so dass ein Vergleich der Kosten unabhängig von der Unternehmensgröße möglich wurde. Von einer Unterteilung nach Druckstufen wurde abgesehen. Zur Beurteilung der Effizienz eines Netzbetreibers zog die Bundesnetzagentur wie auch im Elektrizitätsbereich die Kosten des Netzbetriebs als maßgebliches Kriterium heran.

520. Die Bundesnetzagentur forderte im Oktober 2005 die Betreiber von Gasversorgungsnetzen zur Übermittlung der vorgegebenen Daten zum Geschäftsjahr 2004 bzw. zum Zeitpunkt des 31. Dezember 2004 auf. Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens zum Gasmarkt wurden am 30. März 2006 im Rahmen einer Konsultationsveranstaltung den Gasnetzbetreibern präsentiert und am 25. August 2006 im Amtsblatt offiziell veröffentlicht. Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens zeigen, dass innerhalb einer Strukturklasse große Kostenunterschiede zwischen den Betreibern von Gasversorgungsnetzen bestehen. So liegen z. B. in der Kategorie „Belegenheit West/Absatzdichte niedrig“ die Kosten pro Kilometer Leitungslänge in einem Intervall von 1 773 bis 27 711 Euro, bei einem Median von 5 519 Euro. Die Spannbreite der erhobenen Kosten liegt hier bei 1 560 Prozent. Die geringsten Unterschiede ergeben sich in der Kategorie „Belegenheit Ost/Absatzdichte hoch“. Der Unterschied zwischen dem kostenniedrigsten und dem kostenintensivsten Netzbetreiber bemisst sich dabei auf das Zweieinhalbfache. Die Abweichung vom Median beträgt in dieser Kategorie noch etwa 80 Prozent. Auffällig ist sicherlich der Umstand, dass die Abweichungen unabhängig von der Absatzdichte bei den „ostdeutschen“ Netzbetreibern geringer ausfallen als die Abweichungen bei den „westdeutschen“ Netzbetreibern. Angesichts der Resultate des Vergleichsverfahrens stellte die Bundesnetzagentur fest, dass die Bandbreite der Kosten innerhalb einer Strukturklasse weniger auf exogene Einflüsse zurückzuführen ist als vielmehr auf bestehende Ineffizienzen im Netzbetrieb.

521. Zur Steigerung der Transparenz und zum Vergleich später erhobener Daten führte die Bundesnetzagentur vor Genehmigung der ersten Netzentgeltanträge im Rahmen ihres Monitorings auch eine Erhebung des Einzelhandelspreisniveaus und der Preisbestandteile mit Stand vom 1. April 2006 durch.[481] Die Abfrage umfasste die Eurostat-Kundenkategorien I4-1 (große Industriekunden, Jahresverbrauch 116 300 MWh/Jahr, jährliche Inanspruchnahme 250 Tage), I1 (mittlere und kleine Industriekunden, Jahresverbrauch 116,3 MWh) und D3 (HuK-Kunden, Jahresverbrauch 23 260 kWh). Es zeigte sich, dass der Gesamtpreis um so niedriger ist, je höher die abgenommene Menge und je geringer die Zahl der in Anspruch genommen Netzebenen ist. Der Einzelhandelspreis für eine Kilowattstunde Gas ist demnach für große Industriekunden am geringsten und für HuK-Kunden am höchsten. Der Anteil der Netzkosten beträgt je nach Abnehmerfall zwischen 4 und 18 Prozent (vgl. Tabelle 4.3).

522. Auf Basis der Ergebnisse des ersten Vergleichsverfahrens und der damit einhergehenden Vermutung über die momentane Effizienzsituation im deutschen Gasmarkt fand eine erste Genehmigungsrunde der Netzentgelte statt. Die Genehmigung der beantragten Netzentgelte erfolgte dabei in zwei Schritten: In einem ersten Schritt

---

[478] Zu den Prüfungskriterien vgl. Positionspapier der Regulierungsbehörden und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Gasnetzentgeltverordnung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Jg. 10, 2006, S. 125–129; BNetzA, Beschluss vom 2. Mai 2007, BK9-07/601-1, ABl. Nr. 9 vom 9. Mai 2007, S. 1940–1946, 1959–1978.

[479] Vgl. BNetzA, Veröffentlichung der Ergebnisse der Vergleichsverfahren Strom und Gas gemäß § 22 Abs. 1 Satz 3 StromNEV und § 21 Abs. 1 Satz 2 GasNEV, ABl. Nr. 5 vom 8. März 2006, S. 749; BNetzA, Vergleichsverfahren Strom und Gas, ABl. Nr. 17 vom 30. August 2006, S. 2602–2608. Zum kostenorientierten Benchmarkverfahren vgl. auch Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1172.

[480] Vgl. § 21 Abs. 2 Satz 1 GasNEV.

[481] Vgl. Tz. 461; BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 82 ff., 107 ff.

wurde eine Vollständigkeitsprüfung der eingereichten Unterlagen durch die Regulierungsbehörden vorgenommen. Die Prüfung auf Vollständigkeit ist insoweit von Bedeutung, als die sechsmonatige Entscheidungsfrist der Regulierungsbehörden erst nach Eingang der vollständigen Unterlagen beginnt.[482] In einem zweiten Schritt folgte die Prüfung und Plausibilierung der eingegangen Daten mit dem Bescheid über das genehmigte Netzentgelt als Resultat.

Tabelle 4.3

Gaspreis und Netzkosten 2007
(Vergleichswerte von 2006 in Klammern)

Kategorie	Gesamtpreis in ct/kWh	Netzkosten in ct/kWh	Anteil der Netzkosten in %
I4-1	4,23 (4,28)	0,17 (0,30)	*4,02 (7,01)*
I1	5,74 (5,67)	0,93 (1,03)	*16,20 (18,17)*
D3	6,57 (6,14)	1,20 (1,35)	*18,26 (21,99)*

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2007, Tabelle 33, S. 111; BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 82

523. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen hatten auf Basis der Bestimmungen zur kostenorientierten Netzentgeltregulierung gemäß der nach § 118 Abs. 1b EnWG geltenden Übergangsregelung erstmals spätestens zum 30. Januar 2006 ihre Netzentgelte auf Basis der Geschäftsdaten von 2004 zu beantragen. Bei der Bundesnetzagentur gingen schließlich insgesamt 217 Anträge auf Genehmigung allgemeiner Netzentgelte nach § 23a EnWG ein, wovon 70 Verfahren aufgrund der originären Zuständigkeit der Bundesnetzagentur und 147 Verfahren im Wege der Organleihe zu prüfen waren. Darüber hinaus gab es 13 Anzeigen zur Netzentgeltbildung nach § 3 Abs. 2 GasNEV.[483] Alle übrigen Anträge der über 700 Gasnetzbetreiber wurden aufgrund ihrer originären Zuständigkeit von den Landesregulierungsbehörden geprüft. Unter dem Vorbehalt des Widerrufs gelten alle von der Bundesnetzagentur genehmigten Netzentgelte bis zum 31. März 2008.[484] Nachdem sich die Einführung der Anreizregulierung auf den 1. Januar 2009 verzögert, wird eine zweite Kostenprüfungsrunde notwendig, die gleichzeitig den Ausgangspunkt für die anreizorientierte Regulierung der Netzentgelte bildet. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen hatten hierzu bis zum 30. September 2007 einen neuen Antrag auf Genehmigung des Netzentgeltes nach § 23a EnWG bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Die Regulierungsbehörden befinden sich derzeit in einer erneuten Vorbereitungsphase.

524. Aufgrund der Vielzahl der Anträge und der Komplexität der Prüfung war es der Bundesnetzagentur erst zum 29. August 2006 möglich, erste Netzentgeltgenehmigungen zu erteilen.[485] Bis Ende des Jahres 2006 waren es gerade einmal 44 abgeschlossene Verfahren. Allerdings wurden die Anträge der großen Gasnetzbetreiber vorrangig berücksichtigt, so dass zu diesem Zeitpunkt die Marktabdeckung über 65 Prozent betrug. Die Prüfung der Netzentgeltanträge ergab dabei eine durchschnittliche Kostenkürzung um über 14 Prozent gegenüber den ursprünglich beantragten Netzentgelten, womit die Ineffizienzvermutung aus dem Vergleichsverfahren bestätigt wurde (vgl. Abbildung 4.6).[486] Die höchste Kürzung eines beantragten Netzentgelts betrug 32 Prozent. Nur sehr wenige Anträge seitens der Netzbetreiber wurden nahezu antragsgemäß genehmigt. Die Kostenkürzung aller beantragten Netzentgelte betrug gut 12 Prozent. Die Kürzungen der Landesregulierungsbehörden fielen tendenziell niedriger aus.[487] Die Bundesnetzagentur beziffert das Volumen der Netzentgeltkürzungen in diesem ersten Genehmigungsverfahren auf insgesamt 2,5 Mrd. Euro, wovon etwa 2 Mrd. Euro auf den Elektrizitätssektor und etwa 500 Mio. Euro auf den Gasbereich entfallen.[488] Ursprünglich war im Gasbereich von einer Minderung um etwa 800 Mio. Euro die Rede gewesen. Die vorgenommenen Kürzungen der beantragten Netzentgelte liefern allerdings keine Aussage darüber, wie sich das absolute Entgeltniveau der Netzbetreiber entwickelt hat. Inwieweit die absoluten Netzkosten mit der Prüfung durch die Regulierungsbehörden tatsächlich sinken, wird das zweite Entgeltgenehmigungsverfahren zeigen. Der Gaspreis ist aufgrund der gestiegenen Gasbezugskosten inklusive Versorgungsmarge und Steuern im Durchschnitt gestiegen. Die Kürzung der Netzentgeltanträge führte daher im Zeitablauf nicht zu einer Preisreduzierung, sondern nur zu einer Dämpfung des Preisanstiegs.

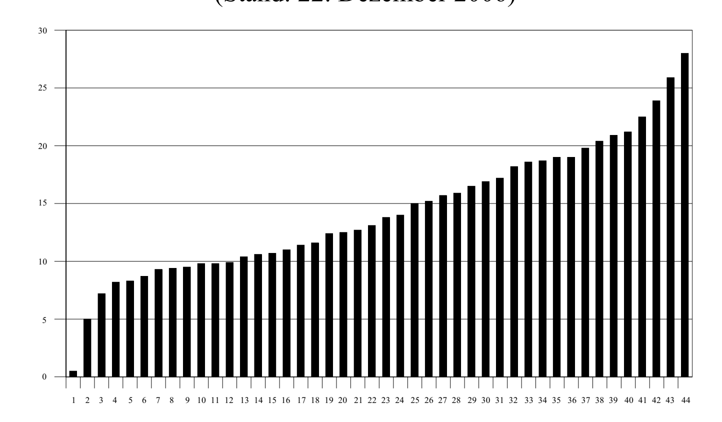
4.2.3.2 Problembereiche des ersten Genehmigungsverfahrens

525. Neben der allgemeinen Problematik einer kostenorientierten Netzentgeltregulierung hat sich nach Ansicht der Monopolkommission insbesondere das Genehmigungsverfahren als wesentliches Problemfeld erwiesen (vgl. Tabelle 4.4).[489] Sowohl die Vielzahl der Netzentgeltanträge als auch die knapp bemessene Vorbereitungszeit der Bundesnetzagentur, der Landesregulierungsbehörden

[482] Vgl. § 23 Abs. 4 Satz 3 Nr. 2 EnWG.
[483] Vgl. dazu Abschnitt 4.2.3.3.
[484] Die von den Landesregulierungsbehörden genehmigten Zeiträume fielen hingegen zum Teil unterschiedlich aus.
[485] Vgl. BNetzA, Pressemitteilung „Erste Genehmigung von Gasnetzentgelten“ vom 30. August 2006.
[486] Vgl. auch BNetzA, ABl. Nr. 24 vom 20. Dezember 2006, S. 3845.
[487] Vgl. z. B. Energiebericht 2006 der Hessischen Landesregierung, S. 39.
[488] Vgl. o.V., Netzagentur kappt Netzentgelte um 2,5 Milliarden Euro, Gaskunden sollen Lieferanten einfacher wechseln können, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 21. August 2007, S. 14.
[489] Zum Konzept der kostenorientierten Netzentgeltregulierung vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1171 ff. und Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 782 ff.

Abbildung 4.6

Senkung der Durchleitungsgebühren in Prozent
(Stand: 22. Dezember 2006)



Quelle: BNetzA, diverse Pressemitteilungen

Tabelle 4.4

Fristen im Netzentgeltgenehmigungsverfahren Gas

29. Juli 2005	Inkrafttreten der Gasnetzentgeltverordnung
30. Januar 2006	Erstes Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG: Frist der Antragstellung auf Genehmigung der Netzentgelte, sechsmonatiger Prüfungszeitraum bei Einreichung aller Unterlagen
29. August 2006	Erste Genehmigung von Netzentgelten nach §23a EnWG, Genehmigung erteilt bis zum 31. März 2008
September 2007	Letzte Genehmigung von Netzentgelten nach § 23a EnWG, Genehmigung erteilt bis zum 31. März 2008
30. September 2007	Zweites Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG: Frist der Antragstellung auf Genehmigung der Netzentgelte, sechsmonatiger Prüfungszeitraum bei Einreichung aller Unterlagen
1. April 2008	Geltung der neuen Netzentgelte bis zum 31. Dezember 2008
1. Januar 2009	Voraussichtlicher Beginn der Anreizregulierung

Quelle: Eigene Darstellung

und der Netzbetreiber führten letztlich zu erheblichen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren. Die Bundesnetzagentur hatte in dieser ersten Prüfungsrunde insgesamt knapp 220 Anträge zu bearbeiten (vgl. Tabelle 4.5). Bereits im Vorfeld der Netzentgeltprüfung hat die Behörde neben der Durchführung eines einfachen Effizienzvergleichs der Netzbetreiber die zentralen Prüfungskriterien und die Form, den Inhalt sowie den Umfang der anzugebenden Daten festgelegt.[490] Letztlich war es der Bundesnetzagentur aber nicht möglich, eine eingehende Effizienzprüfung der Netzbetreiber im Sinne des Als-ob-Wettbewerbsgedankens der Regulierung vorzunehmen.[491] Für die Regulierungsbehörden ist die periodenmäßige Kostenprüfung besonders aufwendig und mit erheblichem Personaleinsatz verbunden, wobei die asymmetrisch verteilte Informationslage zwischen Regulierer und reguliertem Netzbetreiber eine sachgerechte Entgeltfestsetzung zusätzlich erschwert. Aufgrund der vielfältigen Detailregelungen und der Prüfung von mehreren hundert Gasnetzbetreibern sei deshalb eine Konzentration auf die zentralen Prüfungskomplexe angezeigt gewesen. Weder eine umfassende Detailprüfung mit Vor-Ort-Prüfungen noch eine Berücksichtigung der zahlreichen unternehmensindividuellen Besonderheiten sei deshalb möglich gewesen. Die Prüfung der Netzentgelte konzentrierte sich daher in erster Linie auf die mögliche Abweichung zwischen geltend gemachten Plan- und Istwerten, auf die Personalzusatzkosten, auf die kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens, auf die getätigten Netzkäufe, auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und auf die Gewerbesteuer.

526. Die Prüfung der beantragten Netzentgelte war nach Eingang der vollständigen Unterlagen innerhalb von sechs Monaten durchzuführen. Allerdings bedurfte es bei einer Vielzahl von Anträgen der Nachforderung notwendiger Daten. Die Behörde hatte Mitte 2006 alle Antragsteller auf die Unvollständigkeit ihrer Ende Januar/Anfang Februar 2006 eingegangenen Anträge und auf die Unwirksamkeit der in § 23 Abs. 4 Satz 2 EnWG geregel-

[490] Vgl. Positionspapier der Regulierungsbehörden und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Gasnetzentgeltverordnung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Jg. 10, 2006, S. 125 bis 129; BNetzA vom 2. Mai 2007, BK9-07/601-1, ABl. Nr. 9 vom 9. Mai 2007, S. 1940 bis 1946 und 1959 bis 1978.

[491] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2006, S. 146 f.; Positionspapier der Regulierungsbehörden und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Gasnetzentgeltverordnung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Jg. 10, 2006, S. 125-129. Vgl. auch § 21 Abs. 2 Satz 2 EnWG.

Tabelle 4.5

Zahl der Netzentgeltanträge im ersten Verfahren nach § 23a EnWG

Zuständigkeit	Elektrizität	Gas
Bundesnetzagentur		
originäre Zuständigkeit	101	70
Organleihe	155	147
Landesregulierungsbehörde		
Baden-Württemberg	117	100
Bayern	217	97
Brandenburg	26	28
Hamburg	0	0
Hessen	35	41
Nordrhein-Westfalen	88	124
Rheinland-Pfalz	64	33
Saarland	16	20
Sachsen	30	37
Sachsen-Anhalt	23	26
Gesamt	**872**	**723**

Quelle: Eigene Erhebungen

ten „Genehmigungsfiktion“ hingewiesen.[492] In einigen Fällen wurden förmliche Anhörungen durchgeführt, in deren Rahmen einige Netzbetreiber die ursprünglich geltend gemachten Kosten im Hinblick auf das genehmigungswürdige Kostenniveau deutlich reduziert haben. Die tatsächliche prozentuale Kürzung durch die Bundesnetzagentur ist daher zum Teil geringer ausgefallen als gegenüber dem ursprünglichen Antrag.

527. Erst im Spätsommer 2007, also etwa 19 Monate nach der gesetzlich verpflichtenden Antragstellung, konnte das erste Genehmigungsverfahren abgeschlossen werden. Aber auch die Landesregulierungsbehörden waren erst nach der Prüfung der Netzentgelte der Elektrizitätsnetzbetreiber im Frühjahr 2007 in der Lage, die Netzentgeltanträge der Gasnetzbetreiber zu prüfen. Die Gasnetzbetreiber konnten weiterhin bis zur Genehmigung ihres Entgeltantrags Gewinne auf Basis der alten Durchleitungsgebühren erzielen. Eine Rückwirkung des genehmigten Entgelts auf den Zeitpunkt der Antragstellung wurde nicht vorgenommen.[493] Der Wettbewerb im Gasmarkt hat sich durch das langwierige Genehmigungsverfahren weiter verzögert, so dass es den Netznutzern aufgrund der Vielzahl ausstehender Netzentgeltgenehmigungen nicht möglich war, Angebote für Kunden außerhalb ihres Stammgebietes zu machen. Potentiellen Händlern wurde gar die Möglichkeit zum Markteintritt genommen. Das originäre Diskriminierungspotential der Netzbetreiber, also unterschiedliche Netzentgelte von gleichartigen Netznutzern zu verlangen, ist aufgrund der jederzeitigen Überprüfungs- und Sanktionsmöglichkeiten durch die Regulierungsbehörden gering. In der Praxis ist zumindest bislang kein solcher Diskriminierungsfall bekannt. Die nicht verbindliche eigentumsrechtliche Trennung von Netz und Betrieb hat zudem zur Folge, dass die Senkung der Durchleitungsgebühren zumindest bei konzerverbundenen Unternehmen nicht automatisch an die Endverbraucher weitergereicht wird. So ist eine Kompensation für die gesunkenen Netzentgelte durch konzerninterne Verhandlungen der vor- und nachgelagerten Wirtschaftseinheiten vorstellbar. Die Prüfung des Großhandels- und des Endverbraucherpreises auf Missbräuchlichkeit obliegt letztlich den Kartellbehörden.

528. Eine wettbewerbspolitische Aussage über das gegenwärtige Niveau der Netznutzungsentgelte und deren Senkungspotential ist bislang nur eingeschränkt möglich. Für die Beurteilung der Angemessenheit angesetzter Netzentgelte ist zu prüfen, wie der gegenwärtige Netzzustand im Sinne der Versorgungssicherheit bzw. -qualität ist. Im Rahmen der gegenwärtigen Kostenprüfung attestiert die Bundesnetzagentur der deutschen Gaswirtschaft ein leistungsstarkes, modernes Netz, welches im europäischen Vergleich durch wenige Versorgungsunterbrechungen gekennzeichnet ist. Die Netznutzungsentgelte für Gas liegen auch aufgrund erheblicher Investitionen in eine hohe Versorgungsqualität über dem EU-Durchschnitt im oberen Drittel. Jedoch schwankt die Höhe der Netzinvestitionen im Zeitablauf beträchtlich. Während im Jahr 2000 2,13 Mrd. Euro von den deutschen Gasunternehmen investiert wurden, beliefen sich die Investitionen im Jahr 2004 auf 1,56 Mrd. Euro. Im Jahr 2006 wurden etwa 1,90 Mrd. Euro aufgewendet. Weit über die Hälfte der Aufwendungen stellen Investitionen in das Leitungsnetz dar, während sich der restliche Teil auf Speicheranlagen, Exploration, Produktion und Sonstiges verteilt.[494] Als mögliche Ursachen für die ungleichmäßige Investitionsneigung sind der allgemein zyklische Verlauf von Investitionen, die historische und aktuelle Marktordnung, die Rationalisierungsbestrebungen der Gasversorgungunternehmen und die Wiedervereinigung 1989 zu nennen.[495] Im Rahmen der Vorbereitung auf die kommende Anreizregulierung gilt es seitens der Bundesnetzagentur genau zu prüfen, welches Qualitätsniveau zukünftig als wünschenswert gesehen wird und wie sichergestellt werden kann, dass von den Netzbetreibern hinreichend Investitionen in den Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur getätigt werden.[496]

529. Da sowohl die Bundesnetzagentur als auch die Landesregulierungsbehörden in den Prozess der kostenorientierten Netzentgeltprüfung eingebunden sind, ist eine Abstimmung zur Sicherstellung eines bundeseinheitlichen Vollzugs unabdingbar. Neben der Bildung eines Länderausschusses wurde der Arbeitskreis „Netzentgelte“ zur einheitlichen Prüfung der Netzgeltanträge gegründet.[497] Sechs der Bundesländer haben auf dem Wege der Organleihe ihre Kompetenzen auf die Bundesnetzagentur übertragen.[498] Die übrigen Landesregulierungsbehörden sehen sich aufgrund der Komplexität der Verfahren und der geringen verfügbaren Personalressourcen vor große Herausforderungen gestellt. Während allerdings in einigen Bundesländern die Genehmigungsverfahren weitestgehend zügig abgeschlossen wurden, kam es in anderen Bundesländern zu erheblichen Verzögerungen, so dass zum Teil eine lange Zeit überhaupt keine Genehmigungen ergingen. So waren z. B. bis Mitte Mai 2007 von der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg 17 von 100, von der Landesregulierungsbehörde Sachsen zwei von 37 und von der Landesregulierungsbehörde Brandenburg 0 von 28 Anträgen von Gasnetzbetreibern geprüft und genehmigt. Die von den Landesregulierungs-

---

[492] Danach gelten die beantragten Netzentgelte unter dem Vorbehalt des Widerrufs für einen Zeitraum von einem Jahr als genehmigt, sofern die Regulierungsbehörde innerhalb von sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen keine Entscheidung über das beantragte Entgelt trifft.

[493] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 29. Mai 2007, VI-3 289/06 Kart. Danach ist die Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG rückwirkungsfähig.

[494] Vgl. BGW, „Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche“, Fakten, März 2007, S. 11.

[495] Zum historischen Abriss der Energiewirtschaft vgl. Abschnitt 2.1. Allgemein haben Unternehmen in einem kostenorientierten Regulierungsregime einen Anreiz zur Überkapitalisierung. Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1171 ff.; Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 782 ff.

[496] Zur Berücksichtigung von Investitionen im Zuge der kommenden Anreizregulierung vgl. Abschnitt 5.2.4.

[497] Vgl. auch § 60a Abs. 1 EnWG.

[498] Im Einzelnen: Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

behörden vorgenommenen Kürzungen der Netzentgelte fallen auch in vermeintlich gebietsstrukturell ähnlichen Gebieten zum Teil erheblich unterschiedlich aus. Insbesondere die Regelungsinhalte zur Bestimmung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 32 Abs. 3 GasNEV zeigen sich für die Behörden schwer handhabbar. Aber auch die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung, die Berücksichtigung der Gewerbesteuer und von Plan-Ist-Abweichungen werfen zum Teil methodische Detailfragen auf, die nicht immer einheitlich beantwortet werden.

530. Dass Unterschiede in der Regulierungspraxis zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden bestehen, zeigt die Entscheidungspraxis der Gerichte im Elektrizitätsbereich. Während allerdings die Entgeltgenehmigungspraxis der Bundesnetzagentur im Elektrizitätsbereich vor Gericht bislang Bestätigung fand, wurden bereits mehrere Netzentgeltbescheide der Landesregulierungsbehörden für ungültig erklärt.[499] Das Oberlandesgericht Naumburg hob bereits Mitte April 2007 einen Bescheid der Landesregulierungsbehörde Sachsen-Anhalt auf.[500] Das Oberlandesgericht Koblenz erklärte im Mai 2007 drei Netzentgeltbescheide der Landesregulierungsbehörde Rheinland-Pfalz für ungültig.[501] Jedoch zeigt sich die Entscheidungspraxis der Gerichte bei der Bestimmung der anrechenbaren Kosten der Netzbetreiber ebenfalls zum Teil unterschiedlich. Da die Prüfungen im Gasbereich tendenziell den Prüfungen im Elektrizitätsbereich zeitlich folgen, ist für die Zukunft im Gasbereich ebenfalls mit (divergierenden) Aufhebungsbeschlüssen durch die Gerichte zu rechnen. Bis Ende des Jahres 2006 hatten bereits sieben Betreiber von Gasversorgungsnetzen gegen die von der Bundesnetzagentur ergangenen Netzentgeltbescheide Beschwerde beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingereicht.[502]

531. Die Regulierung der Netzentgelte hat sich vor dem Hintergrund der sektorspezifischen Besonderheiten des Gasmarktes als äußerst komplex erwiesen. Die mit dem ersten Genehmigungsverfahren verbundene Rechtsunsicherheit ist zweifelsohne groß. Gleichwohl hat die bisherige kostenorientierte Regulierung der Netzentgelte gezeigt, dass ein erhebliches Senkungspotential besteht. Die durchaus positiven Erfahrungen, welche mit der bisherigen Netzentgeltregulierung gemacht worden sind, sollten für eine sektoradäqaute Ausgestaltung der kommenden Anreizregulierung genutzt werden. Die weitreichenden Möglichkeiten der Landesregulierungsbehörden zur Durchführung eigener Effizienzvergleiche und Festlegung eigener Effizienzvorgaben im Rahmen der ab 2009 beginnenden Anreizregulierung sieht die Monopolkommission dennoch mit Sorge. Die Zusammenarbeit zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden ist über den Länderausschuss und die diversen Arbeitskreise weiter zu intensivieren. Weiterhin sind die Ressourcen insbesondere der Landesregulierungsbehörden zu verstärken. Eine weitere Verzögerung bei der Einführung der Anreizregulierung ist unbedingt zu vermeiden.

4.2.3.3 Wettbewerb auf der Fernleitungsebene

532. Die Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze können die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze abweichend vom Prinzip der kostenorientierten Entgeltbildung nach Maßgabe des § 19 GasNEV bilden, wenn das Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potentiellem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Voraussetzung für die Feststellung von wirksamem bestehendem oder potentiellem Wettbewerb ist nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV entweder, dass die überwiegende Zahl der Ausspeisepunkte des jeweiligen Netzes in Gebieten liegt, die auch über überregionale Fernleitungsnetze anderer Gasnetzbetreiber erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können, oder, dass die überwiegende Menge des transportierten Erdgases in Gebieten ausgespeist wird, die auch über überregionale Fernleitungsnetze anderer Gasnetzbetreiber erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können. Nach § 19 Abs. 1 GasNEV erfolgt die Bildung der Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur auf Basis eines nach § 26 GasNEV geregelten Vergleichsverfahren. Der jährlich vorzunehmende Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber kann sich auf einen Vergleich mit Netzbetreibern in anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union erstrecken. Für die Durchführung des Vergleichs haben die Netzbetreiber der Bundesnetzagentur im Wesentlichen nur ihre Erlöse des Vorjahres und die durch Weiterverteiler und Letztverbraucher entnommene Jahresarbeitsmenge mitzuteilen.

533. Im Rahmen der Zweiten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes hatte sich die Monopolkommission bereits im letzten Hauptgutachten mit dem Tatbestand des § 3 Abs. 2 GasNEV befasst.[503] Sie kam zu dem Schluss, dass die dort für die Ferngasnetzbetreiber verankerte Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltregulierung nach § 21 Abs. 2 EnWG und der voraussichtlich 2009 beginnenden Anreizregulierung nach § 21a EnWG kritisch zu sehen ist. Die vom Verordnungsgeber nicht näher begründete Annahme, dass auf der Ebene der überregionalen Gasfernleitungsnetze tatsächlicher oder potentieller Leitungswettbewerb vorliegt, wodurch eine Regulierung der Durchleitungsgebühren nicht erforderlich ist, kann in Anbetracht der derzeitigen Marktsituation nicht nachvollzogen werden und würde die wettbewerbliche Wirkung des implementierten Entry-Exit-Modells beschränken.[504]

---

[499] So wurde am 21. Juli 2006 ein Eilantrag eines Elektrizitätsnetzbetreibers vom OLG Düsseldorf abgelehnt. Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 29. Mai 2007, VI-3 289/06 Kart.

[500] OLG Naumburg, Beschluss vom 16. April 2007, W 25/6 Kart.

[501] Vgl. OLG Koblenz, Beschluss vom 4. Mai 2007, W 595/6 Kart; OLG Koblenz, Beschluss vom 4. Mai 2007, W 605/6 Kart; OLG Koblenz, Beschluss vom 4. Mai 2007, W 621/6 Kart.

[502] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2006, S. 156.

[503] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 36 f.

[504] Vgl. Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV, Bundesratsdrucksache 247/05 vom 14. April 2005, S. 25 f.

Für die Gasfernleitungsnetze treffen die gleichen ökonomischen Grundsätze zu, wie sie auch für die regionalen und lokalen Weiterverteilernetze gelten. Demnach stellen die Gasfernleitungsnetze (noch) ein resistentes natürliches Monopol dar.[505] Die Netzgebiete der überregionalen Ferngasgesellschaften sind entlang der ehemaligen Demarkationslinien voneinander abgegrenzt. Ein Gashändler hat daher nur im Ausnahmefall die Wahl zwischen mehreren Netzbetreibern. Die bisweilen vorgebrachten Einwendungen, dass es in der Vergangenheit durchaus zu parallelem Leitungsbau und zum Stichleitungsbau kam und folglich keine relevanten strukturellen Markteintrittsbarrieren im Bereich der Gasfernleitungsnetze bestehen würden, treffen so nicht zu. Die in der Vergangenheit aufgebaute Transport- und Speicherinfrastruktur durch die Wingas diente vorrangig dem konzerninternen Versorgungsinteresse der Wingas Muttergesellschaft BASF. Bis auf diese historische Ausnahmesitutation hat es seit der Liberalisierung keinen signifikanten parallelen Leitungsbau mehr gegeben. Zudem kam es nur sehr vereinzelt zum Stichleitungsbau. Die durch das Wingas-Netz räumlich begrenzte Leitungsparallelität reicht jedoch als alleinige Rechtfertigung für die Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltregulierung nicht aus. Selbst bei teilweise sich überlappenden Netzen ist eher von strategischem Parallelverhalten auszugehen als von einem Leitungswettbewerb zwischen den Netzbetreibern. Auch die derzeitige Struktur des deutschen Gasmarktes mit seinen derzeit 16 Marktgebieten lässt einen wirksamem Wettbewerb zwischen den Ferngasnetzbetreibern nicht vermuten.

534. Die Monopolkommission hatte sich vor diesem Hintergrund dafür ausgesprochen, dass die Bundesnetzagentur bei der Anwendung des § 3 Abs. 2 GasNEV strenge Prüfungsmaßstäbe anzulegen hat. Dies gilt sowohl bei der vorzunehmenden räumlichen Marktabgrenzung als auch bei den Bestimmungen, wann ein überregionaler Ferngasnetzbetreiber einem hinreichendem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist und wann ein Netzgebiet einer überregionalen Ferngasgesellschaft unter wirtschaftlich sinnvollen Bedingungen durch überregionale Ferngasnetze anderer Netzbetreiber erreicht werden kann. Nach § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV kommt den anzeigenden Netzbetreibern die Darlegungs- und Beweislast bei der Prüfung der genannten Voraussetzungen zu. Neben den Mindestanforderungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV sind für die Beurteilung, ob ein tatsächlicher oder potentieller Leitungswettbewerb existiert, insbesondere

– die Marktanteile der Netzbetreiber und der Netznutzer,

– die bestehenden Netznutzungsverträge zwischen den Unternehmen,

– die bestehenden Transportalternativen im Hinblick auf die Kapazitätssituation,

– die Erfahrungen der Marktteilnehmer und

– die Verflechtungssituation zwischen den Marktteilnehmern

als Kriterien heranzuziehen.

535. Ungeachtet der vorgebrachten Einwände hat die Bundesnetzagentur die von den überregionalen Ferngasnetzbetreibern gemäß § 3 Abs. 2 GasNEV eingereichten Anträge zu prüfen. Die Netzbetreiber hatten bis zum 1. Januar 2006 das Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV gegenüber der Bundesnetzagentur nachzuweisen. Insgesamt 13 Netzbetreiber haben einen Antrag auf Entgeltbildung nach § 19 GasNEV gestellt.[506] Da die eingegangen Begründungen in keinem Fall ausreichten, um eine abschließende Bewertung vorzunehmen, wurden die Ferngasnetzbetreiber zur Beantwortung eines umfangreichen Fragenkatalogs aufgefordert.[507] Zeitgleich befragte die Regulierungsbehörde eine Vielzahl an Gashändlern, Stadtwerken und Industriekunden zu ihren praktischen Wettbewerbserfahrungen auf der überregionalen Ferngasebene. Weiterhin vergab die Behörde Gutachten zu ökonomischen und rechtlichen Fragestellungen.

536. In einer ersten Entscheidung hatte die Bundesnetzagentur am 2. August 2006 die Gas-Union Transport GmbH § Co. KG im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens nach § 30 EnWG dazu verpflichtet, die Entgeltbildung nach § 23a EnWG vorzunehmen und zu beantragen, da der Tatbestand des überregionalen Ferngasnetzes nicht erfüllt sei.[508]

537. Entscheidungen in der Hauptsache sind bislang nicht ergangen. Dies ist umso misslicher, als die Fernleitungsnetzbetreiber auch zwei Jahre nach Inkrafttreten der Gasnetzentgeltverordnung weiterhin ihre ungeprüften Entgelte verlangen können.[509] Da die auf Fernleitungsebene verlangten Netzentgelte einen großen Teil der insgesamt verlangten Durchleitungsgebühren im Gasmarkt darstellen, ist der derzeitige Sachstand aus Sicht der Monopolkommission in keiner Weise als befriedigend anzusehen. Die Bundesnetzagentur ist angehalten, die vorliegenden Anträge der Fernleitungsnetzbetreiber zeitnah auf Leitungswettbewerb zu prüfen, um bei entsprechenden Ergebnissen eine restriktive Kostenprüfung noch vor Beginn der Anreizregulierung zu ermöglichen.

4.2.4 Missbrauchsaufsicht

538. Mit der Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes übernimmt die Bundesnetzagentur die Aufgabe der Missbrauchsaufsicht über die Betreiber von Energieversorgungsnetzen. Aufgrund der Tatsachennähe liegt die

[505] Zu den ökonomischen Grundlagen vgl. Tz. 434. Vgl. auch von Hirschhausen, C., Neumann, A., Rüster, S., Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland, Gutachten im Auftrag der EFET Deutschland vom 11. Mai 2007, S. 19 ff; Weizsäcker, C. von, Kurzgutachten zur Methode der Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene, Gutachten im Auftrag der BEB vom 10. August 2007.

[506] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 83.

[507] Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2006, S. 147 f.

[508] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 2. August 2006, BK9-06/002, ABl. 19 vom 27. September 2006, S. 3015-3023.

[509] Vgl. § 3 Abs. 3 Satz 5 GasNEV.

Missbrauchsaufsicht über die Einhaltung der Bestimmungen der Netzregulierung bei den Regulierungs- und nicht bei den Kartellbehörden.[510] Die Vorschriften des § 30 EnWG über das missbräuchliche Verhalten eines Netzbetreibers bilden hierbei die Grundlage für die in § 111 EnWG vorgesehene Nichtanwendung der §§ 19 und 20 GWB.[511] Nach § 30 EnWG können die Regulierungsbehörden von Amts wegen ein Missbrauchsverfahren einleiten. Der Katalog an Missbrauchstatbeständen umfasst sowohl die unbillige Behinderung und die Diskriminierung anderer Marktteilnehmer als auch die Subventionierung und das Fordern unverhältnismäßig hoher Netzentgelte gegenüber anderen Marktteilnehmern und gegenüber dem sonstigen eigenen Angebot. Darüber hinaus haben die Regulierungsbehörden auf Antrag Missbrauchstatbestände zu prüfen und gegebenfalls abzustellen. Jede Person und Personenvereinigung hat das Recht, ein „besonderes“ Missbrauchsverfahren gemäß § 31 EnWG zu beantragen, wenn ihre Interessen durch das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen erheblich berührt werden. In diesem Verwaltungsverfahren wird somit über die Beschwerden von Betroffenen entschieden, deren Interessen durch das Verhalten eines Netzbetreibers erheblich berührt werden. Die Regulierungsbehörden sind nach § 30 Abs. 2 EnWG befugt, dem Netzbetreiber Maßnahmen aufzuerlegen, die zur Beseitigung des Missbrauchs der Marktstellung notwendig sind. Durch die in § 31 EnWG enthaltenen Regelungen und Fristen soll eine zügige Streitschlichtung erreicht und die durch ein missbräuchliches Verhalten entstandene Wettbewerbsverzerrung schnell beseitigt werden.[512]

539. § 111 EnWG regelt das Verhältnis zwischen energiewirtschaftlichem Regulierungsrecht und dem allgemeinen Wettbewerbsrecht. § 111 Abs. 1 EnWG schließt eine Anwendung von § 19 f. GWB aus, nicht aber die Anwendung von Artikel 82 EGV. So gilt § 50 GWB, wenn der zwischenstaatliche Handel berührt ist. § 111 Abs. 3 EnWG verstößt gegebenenfalls gegen EG-Recht, soweit dort die Rechtmäßigkeit von Netzzugangsentgelten zu unterstellen ist, die ihrerseits in den Anwendungsbereich der Artikel 81 und 82 EGV fallen. § 111 Abs. 3 EnWG ist insoweit unanwendbar. Wie die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Hauptgutachten angemerkt hatte, kann es daher dem Bundeskartellamt nicht verwehrt werden, die Rechtmäßigkeit der von der Bundesnetzagentur genehmigten Netzentgelte in einem Verfahren nach Artikel 82 EGV zu prüfen.[513]

540. Im Berichtszeitraum dieses ersten Sondergutachtens gemäß § 62 Abs. 1 EnWG ergingen seitens der Bundesnetzagentur zwei wesentliche Verfügungen. Die beiden Entscheidungen haben den Charakter eines Musterverfahrens und sind de facto bindend für die gesamte Gaswirtschaft, auch wenn sich die Beschlüsse rechtlich nur gegen die Antragsgegner richten.

4.2.4.1 Netzzugangsverweigerung beim Transport von Gas-Release-Mengen

541. Die Bundesnetzagentur hat mit ihrer Entscheidung vom 5. Mai 2006 die E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG verpflichtet, der EnBW Trading GmbH feste Transportkapazitäten zur Verfügung zu stellen.[514] Gegenstand des von der EnBW Trading GmbH angestrengten Missbrauchsverfahrens ist die Wahrnehmung eines ungehinderten Transports von Gasmengen, welche das Unternehmen im Rahmen des Gas-Release-Programms im Mai 2005 für den Lieferzeitraum 1. Oktober 2005 bis 1. Oktober 2008 ersteigert hatte. Der entsprechende Vertrag wurde Ende Mai 2005 von beiden Parteien unterzeichnet. Die zuständige Beschlusskammer hat mit ihrer Entscheidung dem Antrag der EnBW Trading GmbH stattgegeben und das Verhalten der Antragsgegnerin auf Basis der von § 31 Abs. 1 S. 2 EnWG erfassten Bestimmungen, insbesondere des § 20 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG, als missbräuchlich befunden. Nach dieser Entscheidung hat sich die Antragsgegnerin bei der Gewährung des Netzzugangs diskriminierend verhalten, da die Antragstellerin einen rechtmäßigen Anspruch auf die Umwandlung ihrer unterbrechenden Kapazitäten in feste Kapazitäten hat.

542. Die EnBW Trading GmbH hatte sich nach Ende der dritten Auktion bei der E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG um die Buchung fester Transportkapazitäten bemüht. Die Bemühungen blieben erfolglos, da seitens der Antragsgegnerin nur zu unterbrechende Kapazitäten zur Verfügung standen. Zum Zeitpunkt der Anfrage waren die benötigten festen Kapazitäten nach Angaben der Antragsgegnerin bereits von anderen Transportkunden, darunter auch Unternehmen des E.ON-Konzerns, vollständig gebucht worden. Dies hatte zur Folge, dass im Winter 2005/2006 die Transporte der EnBW Trading GmbH mehrfach unterbrochen wurden, da die gebuchten festen Kapazitätsrechte von Dritten in Anspruch genommen wurden.

543. Die Antragstellerin hatte zunächst die Buchung fester Kapazitäten nachgefragt und nach Ablehnung durch die Antragsgegnerin schließlich das Angebot unterbrechender Kapazitäten angenommen. Der Transport von Mengen aus dem Gas-Release-Programm auf Grundlage unterbrechender Kapazitäten wurde daraufhin von der Antragsgegnerin zeitweise überhaupt nicht oder nur in sehr geringer Höhe durchgeführt. Nach Auffassung der Beschlusskammer bestehe in einer solchen Situation de facto eine absolute Netzzugangsverweigerung. Nach Unterbrechung der Transporte hatte die Antragstellerin wiederholt deutlich gemacht, dass der Transport wiederaufzunehmen sei und dass sie weiterhin feste Kapazitäten wünsche. Letzterem Begehren ist die Antragsgegnerin nicht nachgekommen. Aufgrund der jederzeit möglichen Unterbrechung der Transporte, sei der Netzzugang auf

---

[510] Vgl. § 31 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG.

[511] § 30 EnWG dient ebenfalls der Umsetzung von Artikel 25 Abs. 8 der Richtlinie 2003/55/EG.

[512] Vgl. Begründung zu § 31 EnWG, Bundestagsdrucksache 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 63.

[513] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 31.

[514] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 5. Mai 2006, BK7/06-008.

Basis unterbrechender Kapazitäten nicht gleichwertig zu sehen mit dem Netzzugang auf Basis fester Kapazitäten. Die Ablehnung der Antragsgegnerin, der Antragstellerin feste Kapazitäten anzubieten bei gleichzeitigem Angebot unterbrechender Kapazitäten, stellt somit nach Meinung der Beschlusskammer eine unzulässige Netzzugangsverweigerung nach § 20 Abs. 2 EnWG dar.

544. Die Bundesnetzagentur sah es als erwiesen an, dass sich die Antragsgegnerin bei der Vergabe der Kapazitäten diskriminierend und damit missbräuchlich verhalten habe. Für diese Entscheidung spielte die Auslegung der Auflagen aus der ergangenen Ministerlaubnis eine bedeutende Rolle.[515] Als juristisch nicht haltbar erwies sich der Einwand der Antragsgegnerin, dass die Bundesnetzagentur nicht berechtigt sei, die Auflagen der Ministererlaubnis in ihrer Entscheidung zu berücksichtigen. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist hingegen nur durch das Angebot fester Transportkapazitäten für die versteigerten Gasmengen eine Erhöhung der verfügbaren Liquidität und eine Intensivierung des Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt zu erreichen. Dies sei auch das ausdrückliche Ziel des Gas-Release-Programms gewesen.[516] Die in der Ministererlaubnis enthaltene Transportverpflichtung stelle demnach eine unbedingte Transportverpflichtung für die im Release-Programm ersteigerten Gasmengen dar.[517] So sei die Durchführung des Transports nach dem Wunsch des Kunden durchzuführen. Bei einer Nichtverfügbarkeit freier Kapazitäten bestehe daher eine Rückerwerbs- oder Freigabeverpflichtung für bereits vergebene Kapazitäten. Die Regelung beinhalte demnach eine Verpflichtung zum Angebot fester Transportkapazitäten auch dann, wenn Kapazitätsbuchungen der Antragsgegnerin dem entgegenstehen. Diese seien in einem solchen Fall nachrangig zu behandeln und müssten zurückgezogen werden. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die Antragsgegnerin durch die Auflagen in der Ministererlaubnis dazu verpflichtet, allen Erwerbern von Gas-Release-Mengen auf deren Wunsch feste Transportkapazitäten anzubieten.

545. Gleichwohl bleibt es einem Netzbetreiber unbenommen, den Netzzugang zu verweigern, wenn ihm die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Die Antragsgegnerin konnte im Verfahren solche Gründe, die eine sachgerechte Verweigerung des Netzzugangs rechtfertigen würden, nicht darlegen. Da auch die von der Antragstellerin nachgefragten Kapazitäten unterhalb der technisch maximal zulässigen Kapazitäten lägen, sei die Gewährung des Netzzugangs durch die Umwandlung der unterbrechenden in feste Kapazitäten für die Antragsgegnerin möglich und auch zumutbar. Das Argument, dass die entsprechenden Kapazitäten bereits vollständig von anderen Transportkunden ausgebucht waren, ist nach Meinung der Beschlusskammer in diesem Zusammenhang nicht belastbar, da die Antragsgegnerin aufgrund der in der Ministererlaubnis festgehaltenen unbedingten Transportverpflichtung dazu angehalten sei, die nachgefragten festen Kapazitäten anzubieten. So habe die Antragsgegnerin der E.ON Ruhrgas AG unter Verweis auf § 13 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. Satz 5 GasNZV notfalls Kapazitäten zu entziehen, um die vorrangige Nachfrage der Antragstellerin zu bedienen. Danach sind im Sinne dieser Vorschrift rechtsmissbräuchlich genutzte Kapazitäten mit ungenutzten Kapazitäten gleichzusetzen. Eine missbräuchliche Kapazitätshortung bestehe daher insoweit, als die tatsächliche Nutzung durch die E.ON AG aufgrund des Verstoßes gegen die Auflage in Ziffer 1.2.3.1 der Ministererlaubnis unzulässig ist. Dementsprechend sind diese Kapazitäten der Antragstellerin als Käufer von Gas-Release-Mengen vorrangig anzubieten. Weiterhin hätten für die Antragsgegnerin noch andere zumutbare Möglichkeiten zur Schaffung freier und fester Kapazitäten bestanden, wie z. B. durch den Rückkauf von Gasmengen von Dritten oder Maßnahmen zur Erweiterung der Kapazitäten.

546. Der Zusammenschluss von E.ON und Ruhrgas ist mit der Auflage genehmigt worden, dass das fusionierte Unternehmen über einen Zeitraum von sechs Jahren regelmäßig bestimmte Mengen von Importgas zum Erwerb durch Unternehmen der Verteilerstufe freigibt.[518] Die Monopolkommission sieht die Durchsetzung dieser Auflage als einen weiteren und wichtigen Schritt in Richtung Wettbewerbsintensivierung auf dem deutschen Gasmarkt an. Durch die getroffene Entscheidung der Bundesnetzagentur wird der Anreiz zur Ersteigerung von Gas-Release-Mengen zunehmen.[519] Derartige Auktionen sind für die Stimulierung eines liquiden Gasmarktes unabdingbar. Gleichwohl muss konstatiert werden, dass das auferlegte Gas-Release-Programm von Anfang an nicht geeignet war, die mit dem Zusammenschluss einhergehenden strukturellen Fehlentwicklungen im deutschen Gasmarkt zu korrigieren.[520] Hierzu sind weitere Auktionen notwendig, bei denen signifikante Gasmengen marktbeherrschender Gasunternehmen versteigert werden.

---

[515] Vgl. BMWi, Verfügung vom 18. September 2002, WuW/E DE-V 643 „E.ON/Ruhrgas“.

[516] Vgl. ebenda, Tz. 76 der Begründung zur Ministererlaubnis. Darin heißt es: „Es ist daher zur Verringerung des Gewichts dieser Wettbewerbsbeschränkung [Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung auf der Ferngasstufe] sachgerecht und geboten, durch eine Auflage Marktteilnehmern den direkten Zugriff auf Teile der von Ruhrgas kontrahierten Mengen zu eröffnen. Damit wird die Liquidität am deutschen Gasmarkt erhöht und der Wettbewerb stimuliert.“

[517] Vgl. ebenda, Ziffer 1.2.3.1.

[518] Vgl. BMWi, Verfügung vom 5. Juli 2002, WuW/E DE-V 573 „E.ON/Ruhrgas“; BMWi, Verfügung vom 18. September 2002, WuW/E DE-V 643 „E.ON/Ruhrgas“.

[519] So gingen unter anderem bei der vierten Auktion 2006 39 Mrd. kWh Erdgas an sieben Bieter und bei der fünften Auktion 2007 33 Mrd. kWh an 13 Wettbewerber. Allerdings verlief der Beginn der Versteigerung 2003 nur schleppend, so dass 18 Mrd. kWh nicht verkauft wurden. Das Bundeswirtschaftsministerium nahm dies zum Anlass, in zukünftigen Auktionen den Bietern die Wahl zwischen einer am Importpreis angelehnten Preisbildung und einer Formel mit Heizölpreisbindung für die zu ersteigernden Gasmengen zu ermöglichen.

[520] Zur Kritik an der ursprünglichen Auflage zur Durchführung eines Gas-Release-Programms von E.ON Ruhrgas vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 35, Baden-Baden 2002, Tz. 62 ff.

4.2.4.2 Unzulässigkeit der Einzelbuchungsvariante beim Netzzugang

547. Am 17. November 2006 hat die Bundesnetzagentur in einem besonderen Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG dem Antrag der NUON Deutschland GmbH und des Bundesverbands neuer Energieanbieter gegen die RWE Transportnetz Gas GmbH, die E.ON Hanse AG und die Stadtwerke Hannover AG vom 20. Juli 2006 stattgegeben und das bis dato in der Kooperationsvereinbarung Erdgas angewendete Modell der „netzscharfen" Einzelbuchungsvariante für unzulässig erklärt.[521] Neue Verträge können daher nur noch nach der Zweivertragsvariante netzübergreifend auf Grundlage nur eines Ein- und nur eines Ausspeisevertrages abgeschlossen werden. Die Bundesnetzagentur weist in ihren Ausführungen ausdrücklich darauf hin, dass zwar formalrechtlich nur die Unternehmen RWE Transportnetz Gas GmbH, E.ON Hanse AG und Stadtwerke Hannover AG von der Entscheidung betroffen sind. Da es sich aber bei der in Rede stehenden Kooperationsvereinbarung Erdgas um die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen handelt, bestehen unmittelbare Auswirkungen auf sämtliche Marktteilnehmer, die im Rahmen ihrer Tätigkeiten von den Regelungen zum Gasnetzzugang betroffen sind. Das Missbrauchsverfahren weist demnach den Charakter eines Musterverfahrens auf. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde ist bestandskräftig.

548. Die Antragsgegner hatten auf der Basis dieser Entscheidung ihre mit den Antragsstellern abgeschlossenen Netzzugangsverträge bis zum 1. April 2007 auf das Zweivertragsmodell umzustellen. Alle anderen bestehenden Altverträge waren bis spätestens zu Beginn des neuen Gaswirtschaftsjahres am 1. Oktober 2007 entsprechend anzupassen. Die Antragsgegner wurden dazu aufgefordert, die bestehende Kooperationsvereinbarung Erdgas bis zum 31. Januar 2007 zu überarbeiten und den Regelungen der Entscheidung der Bundesnetzagentur anzupassen. Eine überarbeitete Fassung der Kooperationsvereinbarung Erdgas wurde von den initiierenden Verbänden am 25. April 2007 vorgelegt.

549. Die Antragsteller sehen in der Einzelbuchungsvariante und der mit ihr im Zusammenhang stehenden Regelungen der Kooperationsvereinbarung Erdgas einen Verstoß gegen eine Reihe von einschlägigen europa-, kartell- und energierechtlichen Vorgaben.[522] Demnach führe das Einzelbuchungsmodell zu einem ineffizienten Netzzugang und zu einer Verfälschung und Einschränkung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung. Die Bundesnetzagentur folgt im Kern der Auffassung der Antragsteller und begründet ihre Untersagung mit konkreten Rechtsverstößen des Einzelbuchungsmodells vornehmlich gegen das bestehende Energiewirtschaftsgesetz. Im Einzelnen verstoße die in der Kooperationsvereinbarung geregelte Einzelbuchungsvariante gegen den Grundsatz eines diskriminierungsfreien Netzzugangs (§ 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG), eines effizienten Netzzugangs und einer effizienten Versorgung mit Gas (§§ 1 Abs. 1, 20 Abs. 1 Satz 2 und Satz 4 EnWG), die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs (§ 1 Abs. 2 EnWG) sowie einen massengeschäftstauglichen Netzzugang (§ 20 Abs. 1 Satz 4 EnWG). Darüber hinaus verstoße das Einzelbuchungsmodell gegen die Verpflichtung zur Minimierung von Bilanzzonen (§ 20 Abs. 1b Satz 7 EnWG) und zur Bilanzierung (§ 31 Abs. 1 GasNZV). Das entworfene Zweivertragsmodell sei dagegen frei von diesen Mängeln.[523]

550. Die Unvereinbarkeit des Einzelbuchungsmodells mit den gesetzlichen Vorgaben begründet die Bundesnetzagentur unter anderem damit, dass das Modell schon im Grundsatz nicht mit § 20 Abs. 1b EnWG vereinbar ist, da keine Verpflichtung der Netzbetreiber bestehe, durch Einzelbuchung den Netzzugang zu gewähren. Demzufolge sieht die zuständige Beschlusskammer in ihrer Entscheidung das Zweivertragsmodell als das einzig rechtmäßige Verfahren nach den zu berücksichtigenden gesetzlichen Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes an. Zudem sei durch die Parallelität der Netzzugangsmodelle eine effiziente Kapazitätsbewirtschaftung nicht möglich. So kann es bei der Einzelbuchung durch viele Transportkunden zu vertraglichen Engpässen kommen, obwohl keine physischen Engpässe bestehen, so dass diese Kapazitäten anderen Marktteilnehmern vorenthalten werden.[524] Des Weiteren führt die Regulierungsbehörde an, dass das Einzelbuchungsmodell entgegen der Forderung des Energiewirtschaftsgesetzes kein massengeschäftstaugliches Netzzugangsmodell sei, da der Lieferantenwechsel nahezu unmöglich sei und ein Wechsel zum Zweivertragsmodell durch die Übertragung von Transportkapazitäten vom bisherigen Lieferanten auf den neuen Lieferanten (Rucksackprinzip) bei zahllosen Einzelnetzen stark behindert werde. Weiterhin kritisiert sie den erhöhten Abwicklungs- und Organisationsaufwand aufgrund der Parallelität beider Netzzugangsmodelle, welcher in keinem Verhältnis zum Zusatznutzen stehe.

551. Daran anknüpfend weist die Monopolkommission auf verschiedene Äußerungen von Marktteilnehmern hin, mit denen sie im Rahmen ihrer Vorbereitung auf dieses Sondergutachten konfrontiert wurde. So seien mit der Umstellung auf das Zweivertragssystem immense Kosten für Stadtwerke verbunden, die vornehmlich in der Umstellung des EDV-Systems und in der Schulung des Personals begründet liegen.[525] Darüber hinaus möchten zahlreiche kommunale Versorger weiterhin an ihrem City-Gate vor Ort beliefert werden und nicht am virtuellen

---

[521] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7-06/074; BNetzA, Pressemitteilung vom 17. November 2006; BNetzA, Sprechzettel zur Pressekonferenz am 17. November 2006.

[522] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7-06/074; Hogan und Hartson Raue, Antrag nach § 31 EnWG wegen Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen.

[523] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7-06/074, S. 110 ff.

[524] Ein solcher „künstlicher" Engpass kann im Zweivertragsmodell ausgeschlossen werden, da bei der Bottom-up-Vorgehensweise der nachgelagerte Netzbetreiber eine Sammelbestellung abgibt.

[525] Vgl. auch BGW, Pressemitteilung „Problematische Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Netzzugang" vom 17. November 2006.

Handelspunkt, wie zukünftig vorgesehen, da die Stadtwerke den physischen Transport von Gasmengen vom virtuellen Handelspunkt zu ihrem kommunalen Netz dann selbst organsieren müssen. Dies erfordere zusätzliche technische und personelle Kapazitäten, wodurch erhebliche Kosten verursacht würden. Weiterhin sei vor dem Hintergrund der bisherigen Kürzungen der Netzentgelte und der zu erwartenden weiteren Kürzungen im Zuge der Anreizregulierung eine Anpassung auf die neuen Verträge nicht vor Anfang bis Mitte 2008 möglich. Dagegen sieht die Missbrauchsentscheidung der Bundesnetzagentur eine Anpassung der Altverträge auf das neue Zweivertragsmodell bis spätestens Oktober 2007 vor.[526] Berücksichtigt man die Tatsache, dass die gesetzliche Vorgabe ein mit § 20 Abs. 1b EnWG vereinbares Netzzugangsmodell bis zum 1. Februar 2006 vorsah, die Kooperationsvereinbarung aber schließlich gute fünf Monate später realisiert wurde und weitere zwei Monate später gelten sollte, so sind diese Äußerungen doch verwunderlich.

552. Die Äußerungen lassen sich nach Ansicht der Monopolkommission demnach nur so interpretieren, dass sich bei einer Parallelität des Einzelbuchungs- und des Zweivertragsmodells ein echter Durchleitungswettbewerb aufgrund der Begrenzung eines diskriminierungsfreien und massengeschäftstauglichen Netzzugangsmodells im Gasmarkt zum Vorteil der etablierten Unternehmen weiter verzögert hätte. Der zeitliche Rahmen, den die Bundesnetzagentur zur Anpassung der bestehenden Verträge bestimmt hat, ist, bezogen auf den sowieso schon schleppenden Verlauf der Einführung des Zweivertragsmodells, als sachlich angemessen zu sehen, zumal die technischen und personellen Anpassungen auf das neue Modell nicht als besonders kostenintensiv zu bewerten sind. Vielmehr ist zu vermuten, dass die Kosten gerade bei der parallelen Anwendung der Modelle besonders hoch gewesen wären. Weiterhin stehen den Kosten nicht unerhebliche Effizienzgewinne in der Zukunft gegenüber, da mit dem Zweivertragsmodell eine Beschaffungsoptimierung durch den Handel von Gasmengen unterschiedlicher Lieferanten am virtuellen Handelspunkt – und dies unabhängig von der Netzanbindung – möglich ist. Weiterhin besteht die Möglichkeit zur Erbringung von Servicediensten. Neben der Liquidität des virtuellen Handelspunktes ist die getrennte Ausweisung des reinen Gaspreises und der Transportentgelte für alle Marktgebiete ein weiterer Vorteil des Zweivertragsmodells gegenüber dem Einzelbuchungsmodell. Dies führt zu einer höheren Preistransparenz im Gasmarkt.

553. Das Einzelbuchungsmodell war von Beginn an wenig geeignet, den Wettbewerb auf dem Gasmarkt zu intensivieren. Vielmehr kam es mit dem schon aus der Verbändevereinbarung II stammenden Punkt-zu-Punkt-Modell zu einer Verfestigung der bestehenden Marktstrukturen. Die Vorteilhaftigkeit der Einzelbuchungsvariante gegenüber dem Zweivertragsmodell bzw. die Notwendigkeit beider Modelle vor dem Hintergrund der Gewährung eines diskriminierungsfreien Gasnetzzugangs und zur Schaffung eines Börsenhandels mit Gas ist nicht erkennbar. Nach Meinung der Monopolkommission hätte die Parallelität beider Modelle neben der Schaffung virtueller Handelspunkte zu einer Zunahme an lokalen Handelsplätzen (City- und Regio-Gates) geführt, mit der wettbewerbsbeschränkenden Folge, dass die Liquidität der einzelnen Handelsplätze abgenommen hätte. Zur Erhöhung der Liquidität am virtuellen Handelspunkt ist es weiterhin unabdingbar, die derzeit bestehenden Marktgebiete auf ein absolut notwendiges Minimum zu reduzieren. Die Monopolkommission teilt darüber hinaus die Forderung des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur, den Netzausbau zu fördern, so dass jedes Marktgebiet über ein engmaschiges Netz aus Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckleitungen mit Anschlusstellen auf Importebene (Hubs) verfügt.[527] Strukturelle Maßnahmen schaffen hier die Voraussetzungen für einen liquiden Börsenhandel mit Gas und für eine Wettbewerbsintensivierung durch den freien Zugang zur Importebene.

554. Als besonders misslich ist sicherlich der Umstand zu bewerten, dass die Bundesnetzagentur einerseits an dem Konsultationsverfahren zur Kooperationsvereinbarung Erdgas mitgewirkt hat[528] und andererseits die Beschlusskammer der Bundesnetzagentur eben diese Vereinbarung auf Missbrauch geprüft hat. So akzeptierte die Regulierungsbehörde die Kooperationsvereinbarung mit Stand vom 1. Juni 2006, wonach Verträge sowohl nach dem Zweivertragsmodell als auch nach dem Einzelbuchungsmodell abgeschlossen werden konnten. Eine bestandskräftige Prüfung konnte daher nur auf Basis eines nach § 31 EnWG von einem Transportkunden angestrengten Missbrauchsverfahrens durchgeführt werden. Die daraufhin im Beschlusskammerverfahren durchgeführte Analyse hat dann auch gezeigt, dass das Punkt-zu-Punkt-Modell der Einzelbuchung als rechtlich unzulässig einzustufen ist.

4.3 Weitere Wettbewerbsfaktoren der deutschen Gaswirtschaft

4.3.1 Langfristige Gaslieferverträge

555. Wie die Monopolkommission bereits im Sechzehnten Hauptgutachten berichtet hat, ist das Bundeskartellamt gegen die Praxis langfristiger Gaslieferverträge zwischen den Ferngasunternehmen und Weiterverteilern vorgegangen.[529] Nach Auffassung des Bundeskartellamtes bewirkt die langfristige Bindungsdauer in Verbindung mit der hohen Bedarfsdeckung bei der Erstbelieferung von Regional- und Ortsgasunternehmen einen Marktverschluss, so dass neue Unternehmen am Markteintritt gehindert werden. Das durch langfristige Gaslieferverträge gebundene Volumen verringere drastisch die im Markt frei verfügbare Gasmenge und dies auf viele Jahre hinaus.

[526] 26Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7/06-074, S. 3.

[527] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 17. November 2006, BK7/06-074, S. 66 ff. , 148 f.

[528] Vgl. Tz. 482.

[529] Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 413-423.

Zudem werde durch die erhebliche Abschottung des deutschen Gasmarktes der zwischenstaatliche Handel massiv beeinträchtigt.

556. Das Bundeskartellamt hatte gegen insgesamt 15 Gasversorgungsunternehmen Verfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung durch den Abschluss langfristiger Gaslieferverträge mit Weiterverteilern eingeleitet. Nachdem eine einvernehmliche Lösung zwischen den gasimportierenden Unternehmen und dem Bundeskartellamt am Widerstand der E.ON Ruhrgas gescheitert war, erließ das Amt am 13. Januar 2006 eine Untersagungsverfügung aufgrund des Verstoßes gegen europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht auf Grundlage von Artikel 81 und 82 EG sowie § 1 GWB. 70 Prozent der von E.ON Ruhrgas belieferten Weiterverteiler deckten ihren Gesamtbedarf zu 100 Prozent über Lieferungen der E.ON Ruhrgas ab. Insgesamt wiesen mehr als 75 Prozent der Lieferverträge eine Bedarfsdeckungsmenge von über 80 Prozent mit einer Laufzeit von mehr als vier Jahren auf.[530] Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat die Rechtsposition des Bundeskartellamtes bestätigt.[531]

557. Neben der Abstellung des Verstoßes bis zum 30. September 2006 sieht die Verfügung für einen Zeitraum von vier Jahren vor, dass die E.ON Ruhrgas Gaslieferverträge mit Weiterverteilern maximal für eine Laufzeit von vier Jahren abschließen darf, wenn sie über 50 bis 80 Prozent des gesamten Bedarfs decken. Bei einer Bedarfsdeckung von mehr als 80 Prozent (Quasi-Gesamtbedarfsdeckung) ist eine maximale Laufzeit von zwei Jahren zulässig. Bei Lieferverträgen mit einer Bedarfsdeckung von 50 Prozent oder weniger besteht weiterhin eine freie Bezugsbindungdauer. Mehrere Lieferverträge zwischen der E.ON Ruhrgas als Lieferantin und den Weiterverteilern als Abnehmern sind als ein Vertrag anzusehen. Stillschweigende Verlängerungsklauseln sind verboten.

558. Wie mit der Pressemitteilung des Bundeskartellamtes vom 27. November 2006 bekannt wurde, haben die Ferngasunternehmen Wingas, Gas-Union und Saar Ferngas sich verbindlich zur Übernahme der Regelungen zur kartellrechtskonformen Gestaltung zukünftiger Gaslieferverträge verpflichtet.[532] Die Verfahren gegen die anderen Ferngasunternehmen wurden ebenfalls vom Bundeskartellamt zum Abschluss gebracht.[533] Die gegen diese Unternehmen laufenden Kartellverwaltungsverfahren wurden gemäß dieser Zusage im Rahmen von sog. Verpflichtungszusagenentscheidungen nach § 32 b GWB eingestellt.

559. Auch die Monopolkommission sieht im Abschluss langfristiger Gaslieferverträge mit Quasi-Gesamtbedarfsdeckung ein erhebliches Hindernis für die Wettbewerber. Insofern begrüßt sie die Entscheidung des Bundeskartellamtes. Langfristige Lieferverträge zur Vollversorgung von Regional- und Ortsgasunternehmen und mit einer Laufzeit von 15 bis 20 Jahren sind aufgrund ihrer Marktverschlusswirkung wettbewerbspolitisch kritisch zu sehen. Die aktuellen Bemühungen zur Schaffung eines wettbewerblichen Gasmarktes werden hierdurch massiv beeinträchtigt. Einer Abschottung der der Importstufe nachgelagerten Wirtschaftsstufen ist entgegenzuwirken. Langfristige Gaslieferverträge mit Quasi-Gesamtbedarfsdeckung verhindern die Möglichkeit zum Markteintritt neuer Gasversorgungsunternehmen, da die Gewinnung von Kunden trotz wettbewerbsfähiger Angebote und eines funktionsfähigen Netzzugangs aufgrund der nicht verfügbaren Gasmengen und schon langfristig gebundener Abnehmer nicht möglich ist.

560. Andererseits ist jedoch zu bedenken, dass langfristige Gasimportverträge auf Take-or-pay-Basis das Risiko der hohen spezifischen Investitionen der Gasproduzenten zu begrenzen helfen. Folglich sind diese auch aufgrund ihrer Angebotsmacht nur bereit, langfristige Bezugsverträge mit den Importeuren abzuschließen. Das Mengenrisiko liegt bei den importierenden Ferngasunternehmen, welche wiederum versuchen, ihre hohen spezifischen Investitionen beim Gastransport durch den Abschluss langfristiger Lieferverträge auf Abnehmerseite zu minimieren. Die Begrenzung der Gaslieferverträge zwischen importierenden Ferngasunternehmen und Weiterverteilern nach Dauer und Höhe kann daher dazu führen, dass das Mengenabsatzrisiko nicht hinreichend abgesichert werden kann und dass hierdurch die Investitionsbereitschaft gemindert wird. Allerdings scheint das mit kurzfristigen Vertragslaufzeiten verbundene Mengenrisiko vor dem Hintergrund des kontinuierlich steigenden Gasverbrauchs, des börslichen Gashandels und der Integration der europäischen Gasmärkte aus Sicht der Monopolkommission momentan überschaubar.

561. Demnach gilt es an dieser Stelle einen Zielkonflikt aufzulösen zwischen Wettbewerbsförderung einerseits und möglichen nachteiligen Effekten auf die Investitionsbereitschaft andererseits. Eine Lösung besteht seitens des Bundeskartellamtes darin, die Geltungsdauer der Untersagung auf vier Jahre bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahres 2009/2010 (Stichtag: 30. September 2010) zu befristen.[534] Bis dahin existieren bis zu zwei Zeitpunkte, an denen Gasliefermengen für die Belieferung von Weiterverteilern im Wettbewerb neu vergeben werden können. Die Befristung trägt dem in § 32 Abs. 2 GWB enthaltenen Verhältnismäßigkeitsgrundsatz Rechnung, wonach den

[530] BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, S. 10, WuW/E DE-V 1147, 1151 „E.ON Ruhrgas".

[531] BKartA, Pressemitteilung „OLG Düsseldorf bestätigt Bundeskartellamt erneut im Kampf gegen die marktabschottende Wirkung langfristiger Gaslieferverträge" vom 5. Oktober 2007; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 4. Oktober 2007, VI-2 Kart 1/06 (V). Bereits in einem Eilverfahren hat das OLG Düsseldorf den kraft Gesetzes bestehenden Sofortvollzug der Verfügung bestätigt. Vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 20. Juni 2006, VI-2 Kart 1/06 (V), WuW/E DE-R 1757 „E.ON-Ruhrgas" i.V.m. BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147 „E.ON Ruhrgas".

[532] Vgl. BKartA, Pressemitteilung „Erste Ferngasunternehmen sagen Öffnung ihrer langfristigen Gaslieferverträge zu" vom 27. November 2006.

[533] Vgl. BKartA, Pressemitteilung „OLG Düsseldorf bestätigt Bundeskartellamt erneut im Kampf gegen die marktabschottende Wirkung langfristiger Gaslieferverträge" vom 5. Oktober 2007.

[534] Vgl. BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147, 1162 „E.ON Ruhrgas".

Unternehmen nur Maßnahmen aufgegeben werden dürfen, die für eine wirksame Abstellung der Zuwiderhandlung erforderlich und gegenüber dem festgestellten Verstoß verhältnismäßig sind. So könnte sich bei einer funktionsfähigen Netzzugangsregulierung ein Durchleitungswettbewerb in einem Maße entwickeln, welches die Untersagung des Abschlusses längerfristiger Gaslieferverträge zukünftig überflüssig macht. Nach Ablauf der Befristung gilt es allerdings seitens des Amtes sorgfältig zu prüfen, inwieweit der Abschluss längerfristiger Lieferverträge unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation und des Investitionsverhaltens der Ferngasunternehmen als wettbewerbswidrig zu bewerten ist.

4.3.2 Börsenhandel mit Gas

562. Die Etablierung einer liquiden Gasbörse mit einem marktorientierten und repräsentativen Preissignal für den Großhandelsmarkt stellt einen weiteren und wichtigen Punkt bei der Verwirklichung eines funktionsfähigen Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt dar. Vor dem Hintergrund der ausgeprägten Netz- und Speicherinfrastruktur, der großen Zahl an (über-)regionalen und lokalen Versorgungsunternehmen und des Stellenwertes Deutschlands als Transitland kommt der Bildung einer deutschen Gasbörse eine große Bedeutung zu. Das Portfoliomanagement von Gasmengen ist im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt bislang nur wenig ausgeprägt. Regionale und örtliche Gasversorger haben durch die Teilnahme an der Börse die Möglichkeit, Gas direkt von neuen, ausländischen Lieferanten zu beziehen. Gleichzeitig bekommen auch neue Händler die Möglichkeit, unter Marktbedingungen Gas anzubieten und nachzufragen. Neben der reinen und unternehmensunabhängigen Beschaffung von Gas ist die Abwicklung von Arbitragegeschäften und die Risikoabsicherung ein wesentliches Motiv für die Börsenteilnahme. Arbitragegeschäfte zur Realisierung kurzfristiger Preisunterschiede fördern darüber hinaus die Integration geographischer Märkte in der Europäischen Union. Die Standardisierung der Produkte und die Abwicklung der Börsengeschäfte über eine internetgestützte Plattform führt zudem zu einem kosteneffizienten Gashandel für alle Beteiligten.

563. Am 2. Juli 2007 wurde an der Leipziger Energiebörse European Energy Exchange der Gashandel für Spot- und Terminmarktgeschäfte aufgenommen.[535] Auf dem Spotmarkt (Day-ahead-Handel) wird Erdgas börsentäglich für den nächsten und übernächsten Tag gehandelt. Angeboten werden Spotgeschäfte zunächst für die zwei Marktgebiete BEB H-Gas und E.ON H-Gas, wobei in letzterem Marktgebiet der Handel erst im Oktober 2007 aufgenommen wurde.[536] Im Terminmarkt (Futures) wird Gas börsentäglich für den aktuellen Monat, die nächsten sechs Monate, sieben Quartale und sechs Jahre gehandelt. Der Terminhandel wird ebenfalls in den zwei Marktgebieten BEB H-Gas und E.ON H-Gas angeboten. Der erste Liefermonat für Termingeschäfte ist der Oktober 2007. Das Angebot eines Spotmarktes bzw. Terminmarktes für Gasmengen ermöglicht eine kurzfristige bzw. mittelfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf. Die Preisbildung erfolgt durch den kontinuierlichen Handel von Gasmengen. Die kleinste handelbare Einheit beträgt an der EEX 10 MW.

564. Für einen liquiden deutschen Gasmarkt wird das dafür jährlich notwendige Handelsvolumen, welches etwa nach drei Jahren erreicht werden sollte, mit etwa 244 bis 391 Mio. MWh (vertraglich) bzw. 59 bis 98 Mio. MWh (physisch) angegeben.[537] Dies entspricht 8 bis 10 Prozent des in Deutschland gehandelten H-Gases.[538] Erst ab dieser Größenordnung sollte nach den gemachten Erfahrungen an ausländischen Gasbörsen der an der EEX gebildete Gaspreis als Referenzpreis für außerbörsliche Handelsgeschäfte herangezogen werden.

565. Bereits etablierte und wesentliche Gasbörsen in Europa sind Gas Zeebrugge in Belgien, der National Balancing Point (NBP) in Großbritannien und der Title Transfer Facility Point (TTF) in den Niederlanden.[539] Das Handelsvolumen an der Gasbörse in Zeebrugge wird mit etwa 340 bis 391 Mio. MWh p.a. vertraglich gehandelte Menge und mit etwa 59 bis 98 Mio. MWh p. a. physisch gehandelte Menge angegeben. Am NBP ist das jährliche Handelsvolumen mit etwa 488 bis 684 Mio. MWh (vertraglich) bzw. etwa 98 Mio. MWh (physisch) etwas höher.

566. Nach Angaben der EEX sind derzeit etwa 150 Teilnehmer für den Handel am Spotmarkt und 89 Teilnehmer für den Handel am Terminmarkt registriert. Bei Aufnahme des Gashandels waren etwa 20 Handelsteilnehmer für den Spotmarkt Gas und etwa 26 Handelsteilnehmer für den Terminmarkt Gas zugelassen. Das im ersten Monat gehandelte Volumen am Spotmarkt für das Marktgebiet BEB belief sich auf 49 680 MWh. Der durchschnittliche Preis betrug zwischen 11,60 und 17,50 Euro/MWh. Am Terminmarkt wurden für die Marktgebiete BEB und E.ON 573 820 MWh Gas gehandelt. Der Preis der Gaslieferungen für 2008 betrug am 31. Juli 2007 20,33 Euro/

[535] Der Handel vor Ort findet an den jeweiligen virtuellen Handelspunkten der Marktgebiete statt, während das institutionelle Handelsgeschäft über die EEX abgewickelt wird.

[536] Für eine Übersicht der Marktgebiete vgl. Tabelle 4.2. Die beiden Marktgebiete sind aufgrund ihrer strukturellen Gegebenheiten und der bereits vorhandenen Erfahrungen am virtuellen Handelspunkt der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber BEB und E.ON ausgewählt worden. Vgl. E-Bridge, The Battle Group, Gutachten zur Etablierung einer Gasbörse in Deutschland vom 15. Januar 2007 im Auftrag der MVV Energie AG, S. 76 f.

[537] Vgl. E-Bridge, The Battle Group, Gutachten zur Etablierung einer Gasbörse in Deutschland vom 15. Januar 2007 im Auftrag der MVV Energie AG, S. 2, 84. Die „Churn Rate", also der Faktor aus gehandeltem Volumen und physischen Gasfluss, sollte nach internationalen Erfahrungen etwa vier betragen.

[538] Der Gasverbrauch in Deutschland konzentriert sich zu etwa zwei Dritteln auf H-Gas und zu etwa einem Drittel auf L-Gas, wobei die verfügbaren Reserven von L-Gas wesentlich beschränkter sind als diejenigen von H-Gas.

[539] „Physische" Märkte, auf denen Gas zu einem bestimmten Handelspunkt transportiert werden muss, gibt es unter anderem in Belgien (Zeebrugge), Österreich (Baumgarten) und Deutschland (Emden). Vgl. European Commission, Directorate-General Competition, Sector Inquiry under Artikel 17 Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets, Preliminary Report Executive Summary, 2006, Tz. 60.

MWh für das Marktgebiet BEB und 21,03 Euro/MWh für das Marktgebiet E.ON.[540]

567. Das momentane Handelsvolumen auf dem Spot- und Terminmarkt der EEX ist noch sehr gering. Damit mittelfristig die Liquidität des deutschen Gasmarktes über einen Börsenplatz gewährleistet werden kann und hierdurch positive Wettbewerbsimpulse entstehen, sind die derzeit noch bestehenden Handelshemmnisse zu beseitigen. Die Etablierung einer deutschen Gasbörse und einer wettbewerblichen Struktur des Gasmarktes hängt im Wesentlichen von der Lösung der in den vorangegangenen gasspezifischen Abschnitten diskutierten Probleme ab. Der Aufbau eines börslichen Handelsplatzes in Deutschland kann das Wettbewerbspotential auf dem deutschen Gasmarkt nur entfalten, wenn dieser mittelfristig ein bundesweites Marktgebiet für H- bzw. für L-Gas umfasst. Der Handel mit Gasmengen an der EEX in den zwei Marktgebieten BEB und E.ON kann daher nur ein Anfang sein, um das Mindestkriterium der Startfähigkeit einer Gasbörse zu erfüllen. Darüber hinaus gilt es neben dem Netzzugang insbesondere den Speicherzugang diskriminierungsfrei und nach marktorientierten Maßstäben einheitlich auszugestalten. Als zu erfüllende strukturelle Voraussetzungen für einen bundesweiten Gashandel sind allgemein zu nennen:

– ein hinreichend großes (bundesweites oder internationales) Marktgebiet für H-Gas,
– ein massengeschäftstaugliches und einheitliches Entry-Exit-Modell,
– hohe frei verfügbare Gasmengen innerhalb des Marktgebietes,
– hohe frei verfügbare Speicherkapazitäten und ein diskriminierungsfreier Speicherzugang,
– ein marktorientiertes, diskriminierungsfreies und einheitliches Engpassmanagement,
– ein marktorientierter, diskriminierungsfreier und hinreichend großer Regelenergiemarkt,
– ein tagesbasierter Bilanzausgleich (zumindest in der Startphase der Börse),
– zahlreiche Import- und Exportpunkte sowie zahlreiche Ein- und Ausspeisepunkte zwischen inländischen Marktgebieten, wenn ein bundesweites Marktgebiet für H-Gas kurz- bis mittelfristig nicht realisiert werden kann,
– eine große Anzahl an in- und ausländischen Anbietern und Nachfragern sowie
– die Etablierung von Market Makern[541] zur Gewährleistung einer „Mindestliquidität“.

568. Nach Auffassung der Monopolkommission ist bei der Errichtung einer Gasbörse unbedingt darauf zu achten, dass möglichen Marktmachtproblemen seitens der Gasversorgungsunternehmen hinreichend Rechnung getragen wird. Im Elektrizitätsmarkt wird die Ausübung von Marktmacht im Wesentlichen durch die Nichtspeicherbarkeit von Strom, d. h. durch die notwendige Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage, durch die strategische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten und durch den Einsatz kostenintensiverer Grenzkraftwerke ohne echten Bedarf möglich. Dabei kommt es nicht unbedingt darauf an, dass der jeweilige Anbieter die Marktbeherrschungskriterien des Kartellrechts erfüllt. Vielmehr zeichnet sich ein „pivotaler Anbieter“ dadurch aus, dass eine durch ihn verursachte „Angebotslücke“ nicht durch eine Angebotsausweitung der Mitwettbewerber geschlossen werden kann.[542] Demnach können auch Anbieter mit geringen Erzeugungskapazitäten über eine beträchtliche Marktmacht verfügen. Das Marktmachtpotential wird durch die kurzfristig unelastische Stromnachfrage verstärkt, mit der Folge, dass durch die strategische Angebotsverknappung der Strompreis auf dem Spotmarkt erheblich steigt. Der durch strategisches Verhalten verzerrte Börsenpreis auf dem Spotmarkt hat eine Verzerrung der Preise für den Terminhandel und den außerbörslichen Over-the-Counter-(OTC)-Handel zur Folge, welche sich ihrerseits an dem auf dem Spotmarkt erzielten Preis orientieren.[543]

569. Das Marktmachtpotential der Gasversorgungsunternehmen ist im Gegensatz zu den Elektrizitätsgesellschaften jedoch tendenziell niedriger einzuschätzen. Auch wenn die Nachfrage nach Gas, von wetterbedingten Schwankungen abgesehen, ebenfalls kurzfristig unelastisch scheint, wird die Marktmacht eines gasanbietenden Händlers durch die technologische Eigenschaft der Speicherbarkeit von Gas beschränkt. Speicheranlagen, die zudem in Deutschland sehr zahlreich vertreten sind, erlauben für einen Gashändler ein Portfoliomanagement, um angebots- und/oder nachfrageseitige Absatzschwankungen auszugleichen. Würde ein Anbieter Gasmengen aus Importverträgen und eigenen Produktionskapazitäten strategisch zurückhalten, um eine Angebotsverknappung zu verursachen, so dass auf dem Spotmarkt und als Folge auch insbesondere auf dem OTC-Markt der Preis für Gas steigen würde, so könnten Wettbewerber mit ihren Reservemengen aus Speicheranlagen dieses Defizit ausgleichen. Genauso sind Nachfrager, die Zugang zu eigenen Speichermengen haben, bei einer Verteuerung von Gas auf dem Spotmarkt nicht gezwungen, Gas zu diesen Preisen einzukaufen. Vielmehr würden sie ihre Reservemengen aufbrauchen. Auch scheint eine wiederholte strategische Zurückhaltung von Gasmengen nur schwer durchführbar, da die marktbestimmenden Ferngasgesell-

---

[540] Vgl. EEX, Pressemitteilung „EEX-Handelsergebnisse und Neuzulassungen im Juli“ vom 2. August 2007; EEX, Pressemitteilung „EEX startet Gashandel erfolgreich“ vom 2. Juli 2007. Eine aktuelle Teilnehmerliste ist unter http://www.eex.com/de/ abrufbar.

[541] Market Maker verbessern prinzipiell die Liquidität eines Marktes, da sie sich zur Veröffentlichung verbindlicher An- und Verkaufskurse verpflichten. Als Market Maker kommen daher vor allem regionale und überregionale Ferngasunternehmen in Betracht, die über ein größeres Gasportfolio verfügen.

[542] Vgl. Ockenfels, A., Strombörse und Marktmacht, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, 2007, S. 47; Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1210. Vgl. auch European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, S. 17.

[543] Vgl. auch European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 367.

schaften aufgrund ihrer langfristig abgeschlossenen Take-or-pay-Verträge zu einer bestimmten kontinuierlichen Abnahmemenge verpflichtet sind. Eine strategische Zurückhaltung von Importgas wäre nur durch eine Lagerung der Gasmengen in Speicheranlagen möglich, die ihrerseits in der Kapazität begrenzt sind. Die kurzzeitige und wiederholte Drosselung inländischer Produktionskapazitäten erscheint aufgrund der damit verbundenen Kosten ebenfalls als nicht besonders attraktiv. Der Missbrauch von Marktmacht durch die strategische Zurückhaltung von Gasmengen kann somit insbesondere durch die Speicherbarkeit von Gas zumindest beschränkt werden, vorausgesetzt ein hinreichender Wettbewerb um Speicherkapazitäten ist möglich und die Liquidität ist hoch.

570. Wie angesprochen besitzt der am Spotmarkt gebildete Preis einen erheblichen Einfluss auf die Preisbildung am Terminmarkt und am OTC-Markt. Während allerdings energiewirtschaftliche Terminmarktgeschäfte durch das Wertpapierhandelsgesetz geregelt werden, sind diese Vorschriften auf Spotmarktgeschäfte und außerbörsliche OTC-Geschäfte nur eingeschränkt anwendbar.[544] So gilt das in § 14 WpHG geregelte Verbot von Insidergeschäften nicht für Spotmarktgeschäfte an einer Energiebörse, da nur Warenderivate (hier: Futures) durch die Regelung erfasst werden. Jedoch werden auf dem Terminmarkt auch nur die Emittenten von Finanzinstrumenten zur Veröffentlichung von Insiderinformationen verpflichtet. Ein Händler unterliegt aber nicht der Ad-hoc-Publizitätspflicht gemäß § 15 WpHG, da nicht er, sondern die EEX selbst, als Emittent der an der deutschen Energiebörse gehandelten Finanzinstrumente erfasst wird. Der wesentliche Träger von Insiderinformationen, der Produzent bzw. der Importeur von Gas, wird ebenfalls nicht zur Veröffentlichung entscheidungsrelevanter Informationen durch das Wertpapierhandelsgesetz veranlasst. So wird die Weitergabe von Insiderinformationen innerhalb des Konzernverbundes derzeit nur durch die bestehenden Bestimmungen zur operationellen und informationellen Entflechtung unterbunden. Auch der Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente und der Durchführungsrichtlinie der Kommission (Finanzmarkt-Richtlinie-Umsetzungsgesetz) mag daran wenig ändern.[545] Hingegen ist das in § 20a WpHG geltende Verbot von Marktmanipulationen bereits sehr weitgehend. Energierechtliche Bestimmungen zu den Spot- und Terminmärkten existieren hingegen nicht.

[544] Vgl. § 1 Abs. 1 i. V. m. § 2 Abs. 2b WpHG. Der börsenorganisierte Gasmarkt ist als Warenbörse organisiert. Unter § 2 Abs. 2 WpHG fallen Terminmarktgeschäfte, deren Preis unmittelbar vom Börsen- oder Marktpreis von Waren abhängt. Handelsgegenstand auf einem Terminmarkt ist dabei nicht die physische Ware, sondern der Vertrag über das in der Zukunft zu erfüllende Geschäft (Derivat). Das Derivat verbrieft hierbei z.B. das Recht, eine Ware zu einem bestimmten Kaufpreis zu beziehen. Dagegen stehen auf dem Spotmarkt Leistung und Gegenleistung in einem unmittelbaren Austauschverhältnis. Vgl. hierzu auch Ensthaler, J., Bock, L., Strübbe, K., Publizitätspflichten beim Handel von Energieprodukten an der EEX - Reichweite des geänderten § 15 WpHG, in: Betriebs-Berater, Jg. 61, 2006, S. 733 bis 737, 734 f.

[545] Vgl. Bundestagsdrucksache 16/4028 vom 12. Januar 2007.

571. Die Gestaltung einer durch die EEX organisierten Gasbörse sollte Kriterien entsprechen, durch die der Anreiz zur strategischen Ausübung von Marktmacht minimiert wird. Zu erwarten ist ein marktorientierter und repräsentativer Preis für börslich gehandelte Gasmengen

- bei einer großen Anzahl an (in- und ausländischen) Anbietern und Nachfragern mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Zielsetzungen,
- bei einer ausgewogenen Verteilung der gehandelten Mengen auf die Handelsteilnehmer,
- bei der Veröffentlichung von Informationen in Echtzeit über verfügbare Netz- und Speicherkapazitäten, über die Anzahl der Teilnehmer im Spot- und Terminmarkt und über die Verteilung der gehandelten Angebots- und Nachfragemengen auf einzelne Unternehmen (Market Monitoring),
- bei einer zeitlich befristeten Nominierung von Market Makern,
- bei einer repräsentativen und zeitlich befristeten Besetzung des Börsenrates,
- bei einer Unabhängigkeit der Handelsüberwachungsstelle der Gasbörse,
- bei einer heterogenen Eigentümerstruktur der Gasbörse mit weiter Streuung der Anteile,
- bei einer effektiven Aufsicht über die Gasbörse nach den Vorschriften des Börsengesetzes durch die nach Landesrecht zuständige Börsenaufsicht,[546]
- bei einer effektiven Aufsicht über die Gasbörse nach den Vorschriften des Wertpapierhandelsgesetzes durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleitungsaufsicht (BaFin), insbesondere über die Vorschriften zum Insiderhandel und zur Marktpreismanipulation und
- bei einer effektiven Ex-post-Missbrauchskontrolle durch das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur.

572. Zur Etablierung einer liquiden und marktmachtfreien Gasbörse sind aus Sicht der Monopolkommission die beteiligten Aufsichts- und Regulierungsbehörden angehalten, die strukturellen Voraussetzungen hierfür zu schaffen. Die Börsenaufsichtsbehörde hat nach § 1 und 2 BörsG die Rechts- und Marktaufsicht über die Börse wahrzunehmen und nach § 6 BörsG auf die Einhaltung der Vorschriften des Kartellrechts hinzuwirken. Der Bun-

[546] Die Börsenaufsicht genehmigt die Börse und deren Börsenordnung und überprüft die Handlungen der Börsenorgane (Geschäftsführung, Börsenrat und Handelsüberwachungsstelle). Hinzu kommt die Kontrolle der Handelstätigkeiten der Marktteilnehmer. Hierunter sind im Wesentlichen die Einhaltung der Zulassungs- und Zugangsregelungen für die Teilnahme am Börsenhandel, die Beachtung der Handelsbedingungen sowie die Regelungen zur Vermeidung unzulässiger Einwirkungen auf die Preisermittlung zu nennen. Unterstützt wird die Börsenaufsichtsbehörde durch die börseneigene Handelsüberwachungsstelle. Die für die EEX zuständige Behörde ist das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit. Vgl. http://www.smwa.sachsen.de/de/Markt_Aufsicht/Wettbewerbsschutz/Boersenaufsicht/19079.html.

desnetzagentur obliegt die Aufgabe, die derzeitige Marktgebietseinteilung kritisch zu prüfen und gegebenfalls eine Zusammenlegung anzuordnen. Weiterhin sind das bestehende Netz- und Speicherzugangsregime auf Basis der in Abschnitt 4.2 gemachten Handlungsempfehlungen weiterzuentwickeln und die Einhaltung der gesetzlichen Regelungen zu überwachen. Der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht und dem Bundeskartellamt kommt nach dem Wertpapierhandelsgesetz insbesondere die Überwachung der Vorschriften über das Verbot von Insidergeschäften (§ 14 WpHG), die Mitteilungspflichten (§§ 15 ff. WpHG) und das Verbot der Kurs- und Marktpreismanipulation zu (§ 20a WpHG).[547] Zur Erhöhung der Liquidität und der Zahl neuer Marktteilnehmer obliegt es zudem dem Bundeskartellamt, nach Ablauf der zeitlichen Befristung die zukünftige Notwendigkeit langfristiger Gaslieferverträge zwischen den Ferngasunternehmen und lokalen und regionalen Weiterverteilern sorgfältig zu prüfen, um möglichen Marktverschlusseffekten vorzubeugen.

573. In jedem Fall ist die wettbewerbliche Aufsicht über die Preisentwicklungen auf den börslich organisierten Energiemärkten im Rahmen eines Market Monitoring zu intensivieren, um insbesondere auf dem Spotmarkt möglichen Manipulationen durch marktmächtige Energieunternehmen entgegenzuwirken.[548] Ein Market Monitoring des energiewirtschaftlichen Börsenhandels steht komplementär zu den bestehenden Regelungen des allgemeinen Wettbewerbsrechts und der Arbeitsaufträge der Kartell- und Regulierungsbehörden. Einer unabhängigen Marktüberwachungstelle für Börsengeschäfte kommt hierbei die Aufgabe zu, die Entwicklung eines jederzeit transparenten energiewirtschaftlichen Börsenhandels zu gewährleisten. So sind insbesondere nichtbörsliche Informationen über die Netzauslastung, die Speicherauslastung, die Kuppelstellen der frei verfügbaren Mengen, zur Regelenergie und zur allgemeinen Angebots- und Nachfragekonzentration zeitnah zu erheben.[549] Die Regelungen zu börslichen Informationen nach dem Börsengesetz sind hingegen als ausreichend zu bewerten.[550]

574. Die Monopolkommission ist sich dabei des Umstandes bewusst, dass durch die Veröffentlichung nichtbörslicher, aber für die Marktteilnehmer entscheidungsrelevanter Informationen über das Angebot und die Nachfrage ein mögliches kollusives Verhalten einzelner Marktteilnehmer zu befürchten ist. Aufgrund der bestehenden Informationsdefizite und des durch die Informationsbereitstellung gewährleisteten diskriminierungsfreien Zugangs aller Marktteilnehmer zu wesentlichen Informationen scheinen jedoch die Vorteile den Nachteil eines möglichen strategischen Verhaltens einzelner Marktteilnehmer zu überkompensieren, insbesondere dann, wenn alle der oben aufgeführten Kriterien erfüllt sind. Gleichwohl ist zu überlegen, ob die Marktdatenerhebung zumindest in einer ersten Phase nicht durch eine „Arbeitsgruppe“ – bestehend aus Mitarbeitern der Börsenaufsicht, der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur – durchgeführt wird und einer verbesserten Ex-post-Missbrauchskontrolle durch das Bundeskartellamt und der Bundesnetzagentur dient. In jedem Fall sind die genannten Institutionen aufgrund ihrer komplementären Kompetenzverteilung angehalten, ihre Zusammenarbeit zu intensivieren.

575. Die Monopolkommission weist auch darauf hin, dass Spotmarktpreise nicht zwangsläufig niedriger sein müssen als Formelpreise. Der Börsenhandel unterliegt naturgemäß einer ausgeprägten Preisvolatilität. Jedoch ist aus ordnungspolitischer Sicht das marktorientierte Verfahren der Preisbildung einem Preisfestschreibungsverfahren vorzuziehen. Die Entwicklung in anderen europäischen Staaten wie den Niederlanden und Großbritannien zeigt, dass sich ein Spotmarkt und eine wesentlich kürzere Vertragslaufzeit bei Termingeschäften etablieren können. Die vom Bundeskartellamt erwirkte Verkürzung der Gaslieferverträge auf Großhandelsebene fördert die Liquidität im Gasmarkt und begünstigt damit den Gashandel zu marktorientierten Preisen.

4.4 Zusammenfassung und Empfehlungen der Monopolkommission

576. Die Monopolkommission erkennt an, dass sich die Voraussetzungen für die Etablierung eines wettbewerblichen Gasmarktes durch die Aufnahme der sektorspezifischen Regulierung des Netzzugangs und der Netzentgelte sowie die Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden verbessert haben. Die Prüfung der Netzentgelte im ersten Genehmigungsverfahren hat eine erhebliche Senkung der Durchleitungsgebühren bewirkt. Weiterhin war der Berichtszeitraum geprägt durch die Implementierung des gesetzlich vorgeschriebenen Entry-Exit-Modells, wodurch prinzipiell ein diskriminierungsfreier und marktorientierter Gasnetzzugang möglich wird. Auch die Entscheidungen des Bundeskartellamtes insbesondere zum Abschluss langfristiger Gaslieferverträge mit Weiterverteilern und zur Zusammenschlusskontrolle sowie die Sektoruntersuchung der Europäischen Kommission sind hier positiv zu bewerten. Tatsächlich sind in der jüngsten Vergangenheit erste Bemühungen beim Wettbewerb um HuK-Kunden und Kooperationen zwischen regionalen und lokalen Weiterverteilern zum Bau gemeinsamer Netz- und Speicheranlagen sowie zur Erbringung von Serviceleistungen zu beobachten. Der Aufbau einer Gasbörse ist ein weiterer und wichtiger Schritt in Richtung Wettbewerb.

---

[547] Vgl. § 6 Abs. 2 WpHG zur Zusammenarbeit zwischen den Behörden nach dem Wertpapierhandelsgesetz.

[548] Zur Ausgestaltung eines Market Monitoring und zu den praktischen Erfahrungen in den USA und in Australien vgl. Tworney, P., Green, R., Neuhoff, K., Newbery, D., A Review of the Monitoring of Market Power, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504, 2005. Vgl. auch European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, S. 17.

[549] Zu den in der Praxis angewendeten Kriterien vgl. Tworney, P., Green, R., Neuhoff, K., Newbery, D., A Review of the Monitoring of Market Power, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504, 2005, Tabelle 4, S. 48.

[550] Dies betrifft vor allem die Organisation und die Ausgestaltung der Börse, des Börsenrates, der Handelsüberwachungsstelle und die Struktur der Anteilseigner an der Börse.

577. Die Monopolkommission kommt nach der bisherigen Analyse gleichwohl zu dem Ergebnis, dass auch weiterhin nicht von einem funktionsfähigen Wettbewerb auf dem deutschen Gasmarkt gesprochen werden kann. Ein flächendeckender Wettbewerb um HuK-Kunden findet nicht statt. Die Struktur der Gasversorgung ist durch verschiedene ökonomische, politische und technische Kriterien gekennzeichnet, deren Wirkungszusammenhänge zum Teil komplexer Natur sind. Der Netzbetrieb als wesentliche Einrichtung, die Konzentration des Gasangebots auf wenige Unternehmen mit langfristigen Importverträgen und einem wesentlichen Anteil an der inländischen Produktion, die vielfältigen horizontalen und vertikalen Verflechtungen der marktbestimmenden Ferngasunternehmen mit kommunalen Gasversorgungsunternehmen ergeben zahlreiche strukturelle und verhaltensorientierte Wettbewerbsbeschränkungen. Durchleitungsgebühren, die sich an einer effizienten Leistungserbringung orientieren, werden sich erst langfristig mit Einführung der Anreizregulierung einstellen.[551] Ob das mit der Kooperationsvereinbarung durch die Netzbetreiber umgesetzte Netzzugangsmodell tatsächlich wettbewerbstauglich ist, wird sich erst zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/2008 zeigen. In jedem Fall weist die mit der Vereinbarung bewerkstelligte Umsetzung des gesetzlich vorgegebenen Entry-Exit-Modells im Hinblick auf die Marktgebietseinteilung, die Kooperationspflichten der Netzbetreiber und die Regelungen zum Engpassmanagement, Regelenergiemarkt und Speicherzugang noch erhebliche Umsetzungsdefizite auf. Auch die geltenden Entflechtungsbestimmungen müssen noch weiter konkretisiert und von den vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen umgesetzt werden. Weiterhin wird die Wettbewerbsentwicklung auf dem deutschen Gasmarkt durch die ausgeprägte Formelpreisbildung, die unzureichende Integration der regional geprägten Märkte und die allgemein geringe Transparenz über die Funktionsweise der Gaswirtschaft behindert. Die strategischen und strukturellen Markteintrittsbarrieren für Unternehmen ohne eigenes Leitungsnetz sind bei der gegenwärtigen Marktsituation als hoch anzusehen. Ein grenzüberschreitender Gashandel findet zudem aufgrund der zu geringen Kapazitäten an den Grenzübergangsstellen und eines nicht bedarfsgerechten Engpassmanagements nur in geringem Maße statt. Die Haltung einzelner Nationalstaaten gegenüber europaweiten Zusammenschlussvorhaben wirkt hierbei gegen die Etablierung eines europäischen Binnenmarktes. Die aktuelle Entwicklung zeigt außerdem, dass sich in Zukunft die wachsende (weltweite) Nachfragekonkurrenz um Gasmengen und die zunehmende Interdependenz zwischen den Elektrizitäts- und Gasmärkten bedingt durch die Einführung des CO_2-Emmissionshandels als problematisch erweisen werden. Eine Übersicht über die aktuelle Marktsituation in der deutschen Gaswirtschaft gibt Tabelle 4.6.

578. Zur Etablierung eines regulatorisch bedingten Wettbewerbs auf den Netzebenen auf Basis der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Ziele und zur Förderung eines strukturell gesicherten Wettbewerbs auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen sind nach Auffassung der Monopolkommission zunächst die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Probleme durch die Regulierungs- und Wettbewerbsbehörden zu lösen.[552] Für die Zukunft ist es unabdingbar, dass der durch das 2005 novellierte Energiewirtschaftsgesetz in Kraft getretene neue Rechtsrahmen in Form der Amtspraxis der Regulierungsbehörden an Stabilität und Verlässlichkeit für alle Marktteilnehmer gewinnt. Ob darüber hinaus zusätzlich zu diesem gasspezifischen Maßnahmenpaket eine eigentumsrechtliche Entflechtung von Gasversorgungsunternehmen angezeigt ist, wird sektorübergreifend in Kapitel 6 erörtert. Neben den nachfolgend dargestellten Handlungsempfehlungen seitens der Monopolkommission sind die Anmerkungen, die in Kapitel 5 zur voraussichtlich am 1. Januar 2009 beginnenden Anreizregulierung gemacht werden, zu berücksichtigen. Die Monopolkommission sieht für die Regulierungs- und Wettbewerbsbehörden folgende Tätigkeitsschwerpunkte:

– Entflechtung: Den Regulierungsbehörden obliegt die Durchsetzung der gesetzlichen Vorgaben insbesondere zur operationellen und informatorischen Entflechtung, um einen größtmöglichen Grad an Diskriminierungsfreiheit zwischen Netz und vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen zu gewährleisten. Die geltenden Vorschriften sind durch die Regulierungsbehörden restriktiv auszulegen. Sollte sich die Implementierung insbesondere der Bestimmungen zur operationellen Entflechtung durch die Unternehmen weiter verzögern, so ist die Bundesnetzagentur angehalten, Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG zu ergreifen. Darüber hinaus wäre es sinnvoll, nicht nur dem leitenden Personal, sondern allen Mitarbeiter des Netzbetriebs die Wahrnehmung anderer konzerninterner Aufgaben zu untersagen. Auch sind die Voraussetzungen zur Ausnahme von der operationellen und rechtlichen Entflechtung zu überprüfen und der entsprechende Schwellenwert abzusenken. Das Energiewirtschaftsgesetz wäre dementsprechend zu ändern. Zur Verwirklichung der mit der Entflechtung verfolgten Ziele müssen alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen auf Basis der gesetzlichen Vorschriften als eigenständige, unabhängige Marktakteure wahrgenommen werden.

– Kooperationsvereinbarung: Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zu einem transaktionspfadunabhängigen und diskriminierungsfreien Entry-Exit-Modell bildet das Kernstück der Arbeit der Regulierungsbehörden in diesem Berichtszeitraum. Neben der Konzeption der Einzelbuchungsvariante in der Kooperationsvereinbarung kommt der Bildung eigentumübergreifender Marktgebiete eine besondere Bedeutung zu. Die Zahl der Marktgebiete ist mittelfristig unter Berücksichtigung etwaiger kapazitätsverringen-

[551] Zum Konzept der Anreizregulierung vgl. Kapitel 5.

[552] Zum Begriff des „regulatorisch bedingten Wettbewerbs“ und des „funktionsfähigen Wettbewerbs“ vgl. Abschnitt 1.1. Zum Zielkatalog des Energiewirtschaftsgesetzes vgl. Abschnitt 2.2.

der Effekte unbedingt zu minimieren, indem ein bundesweiter Markt für H- bzw. L-Gas etabliert wird. Ob die derzeitige Marktgebietsstruktur auf dem deutschen Gasmarkt den Engpasskriterien des § 20 Abs. 1b EnWG entspricht, ist zeitnah von der Bundesnetzagentur zu prüfen. Allgemein ist die Vereinbarung im Bereich der Kooperationspflichten, der Regelenergiebeschaffung, der Bilanzierung, des Speicherzugangs und des Lieferantenwechselprozesses durch die Marktteilnehmer und mit Unterstützung der Bundesnetzagentur zu verbessern und marktgerecht auszugestalten.

Tabelle 4.6

Die deutsche Gaswirtschaft 2007

Kriterien	Ausprägung
Wirtschaftsstufen	
– Importstufe und inländische Produktion	hoch konzentriert
– Verteilerstufe	differenziert
– Endverbraucherstufe	differenziert
– Marktabgrenzung	unternehmensnetzbezogen
Marktsituation	
– Netzqualität (technische Versorgungszuverlässigkeit)	hoch
– langfristige Importverträge	besonders ausgeprägt
– langfristige Gaslieferverträge mit Weiterverteilern	institutionell begrenzt
– strukturelle Markteintrittsbarrieren auf Netzebene	sehr hoch
– strategische Beteiligungen an Weiterverteilern	besonders ausgeprägt
– Marktbedeutung der Ferngasunternehmen	sehr hoch
– eigentumsrechliche Entflechtung	nein
– Anzahl Bilanzzonen bzw. Marktgebiete	hoch
– transaktionspfadunabhängiger Netzzugang	noch eingeschränkt
– marktorientierte Beschaffung von Regelenergie	unterentwickelt
– physikalische und vertragliche Kapazitätsengpässe (Netze und Speicher)	zumindest kurzfristig
– marktorientierte Engpassmanagementverfahren	unterentwickelt
– allgemeine Netzausbauverpflichtung	nein
– Kooperation von Weiterverteilern (Gasbeschaffung, Bau von Speicheranlagen usw.)	zunehmend
– Gasnachfrage	langfristig zunehmend
– Interdependenz zwischen Elektrizitäts- und Gasmarkt	zunehmend
Preise	
– Grenzübergangspreis	hoch
– Netzentgelte	hoch
– Netzentgeltunterschiede zwischen den Netzbetreibern	hoch, aber abnehmend
– Endverbraucherpreise (inkl. Steuern und Abgaben)	hoch
– Wechselquote der Endverbraucher	sehr niedrig
– marktorientierte Preisbildung	unterentwickelt
– börslicher Gashandel	unterentwickelt
europäische Marktintegration	
– grenzüberschreitender Absatz (absolut)	gering
– Kapazitätsauslastung der Transitstrecken	hoch
– Bau von Transitleitungen und Flüssiggasanlagen	unterentwickelt

Quelle: Eigene Darstellung

– Regelenergiemarkt: Mittelfristig ist der Aufbau eines bundesweiten und wettbewerblich organisierten Regelenergiemarktes mit Reduzierung der Zahl der Marktgebiete anzustreben. Aber auch in der Zwischenzeit ist die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch die jeweiligen marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber nach einheitlichen, marktorientierten und diskriminierungsfreien Verfahren vorzunehmen. Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Marktgegebenheiten scheint es angemessen, einen tagesbasierten und nicht einen stündlichen Bilanzausgleich anzuwenden. § 30 GasNZV wäre hierbei entsprechend zu ändern.

– Engpassmanagement: Zur Bewirtschaftung von strukturellen und vertraglichen Engpässen in Leitungsnetz und Speicherbetrieb ist ein diskriminierungsfreies, marktorientiertes und einheitliches Engpassmanagement anzuwenden. Bei Verwendung eines Auktionsmodells an inländischen Marktgebietsgrenzen und an Grenzübergangsstellen ist den jeweiligen strukturellen Gegebenheiten Rechnung zu tragen. Die erzielten Engpassmanagementerlöse sind von den Unternehmen unbedingt und unverzüglich zur Beseitigung der Engpässe zu verwenden oder netzentgeltmindernd an die Netznutzer weiterzureichen. Bei längerfristig bestehenden strukturellen Engpässen ist seitens der Bundesnetzagentur eine einzelfallbezogene Netzausbauverpflichtung gegenüber dem betroffenen Unternehmen anzuordnen. Bei vertraglichen Engpässen sind die Maßnahmen gegen Kapazitätshortung unmittelbar und konsequent durchzuführen. Der Zeitraum für nicht genutzte Kapazitäten sollte hierbei von sechs auf drei Monate verkürzt werden. Das Informationsmanagement der Netzbetreiber zur Mitteilung bevorstehender Kapazitätsengpässe ist von den Netzbetreibern diskriminierungsfrei und transparent zu gestalten.

– Bau von Speicher- und LNG-Anlagen: Für einen diskriminierungsfreien und marktorientierten Zugang zu den Speicheranlagen sind die Leitlinien der ERGEG unbedingt verbindlich von den Speicherbetreibern umzusetzen. Der Bau neuer Speicher und LNG-Anlagen ist durch eine Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens zu unterstützen. Gleichwohl ist seitens der Regulierungsbehörden darauf zu achten, dass neue Speicher- und LNG-Anlagen diskriminierungsfrei an das bestehende Leitungsnetz angeschlossen werden. Darüber hinaus sind signifikante Speicherkapazitäten marktmächtiger Speicherbetreiber zeitlich befristet in marktorientierten Verfahren zu versteigern.

– Neue Infrastrukturen: Nach § 28a EnWG gestellte Anträge sind sorgfältig durch die Bundesnetzagentur auf die wettbewerbliche Wirkung hin zu prüfen. Hierbei gilt es auch zu beurteilen, inwieweit Infrastrukturinvestitionen unter die Generalklausel des § 11 Abs. 1 EnWG fallen. In jedem Fall ist der mit einer Einzelfallentscheidung einhergehenden Rechtsunsicherheit vorzubeugen. Zugleich sind der Ausbau des europaweiten Leitungsnetzes mit Ein- und Ausspeisepunkten auf deutschem Gebiet und der Bau von Flüssiggasanlagen durch ein beschleunigtes Genehmigungsverfahren zu unterstützen.

– Netzentgeltregulierung nach § 23a EnWG und § 3 Abs. 2 GasNEV: Die im zweiten Genehmigungsverfahren gestellten Netzentgeltanträge nach § 23a EnWG sind von den Regulierungsbehörden sorgfältig auf das Effizienzkriterium hin zu überprüfen, da diese die Ausgangsbasis für die voraussichtlich am 1. Januar 2009 beginnende Anreizregulierung darstellen. Auf eine einheitliche Entscheidungspraxis von Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden ist hierbei besonders zu achten. Die Prüfung der Netzentgeltanträge der überregionalen Ferngasunternehmen nach § 3 Abs. 2 GasNEV sind restriktiv vorzunehmen. Für eine baldige Überführung der Ferngasnetzbetreiber von der kostenorientierten zur anreizorientierten Netzentgeltregulierung sind die Anträge zeitnah zu prüfen. Eine erneute Verschiebung des Startzeitpunktes der Anreizregulierung gilt es unbedingt zu vermeiden.

– Verauktionierung von Gasmengen durch überregionale Ferngasunternehmen: Zusätzlich zu den auf Netzebene gemachten Empfehlungen sind zur Erhöhung der Liquidität des Großhandelsmarktes und zur Senkung der Markteintrittsbarrieren für neue Händler zeitlich befristet signifikante Gasmengen aus inländischen Fördermengen und aus Importmengen der Ferngasgesellschaften in marktorientierten Verfahren zu versteigern. Bei der Gestaltung eines solchen „Gas-Release-Programms“ zur verhaltensbedingten Dekonzentration auf der Aufkommensstufe gilt es seitens des Bundeskartellamtes die Selbstdurchsetzbarkeit der Auflagen zu gewährleisten.

– Langfristige Gaslieferverträge: Die wettbewerbliche Wirkung der Untersagung langfristiger Gaslieferverträge mit Quasi-Gesamtdeckungsbedarf zwischen Ferngasunternehmen und Weiterverteilern bleibt abzuwarten. Das Bundeskartellamt ist zu einer kontinuierlichen Marktüberwachung angehalten, um nach Ablauf der Befristung der Untersagungsverfügung entsprechend der Wettbewerbssitutation handeln und einem erneuten Marktverschluss entgegenwirken zu können.

– Horizontale und vertikale Verflechtungen: Neben den horizontalen Verflechtungen sind insbesondere Beteiligungen der Ferngasunternehmen an Regional- und Ortsgasunternehmen im Verfahren der Zusammenschlusskontrolle durch das Kartellamt intensiv zu prüfen. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass vor dem Hintergrund des schon vorhandenen dichten Beteiligungsgeflechts und des strategischen Charakters der Beteiligungen bereits der Erwerb kleiner Anteilsmengen an einem kommunalen Energieversorger ausreichen, um bei der gegenwärtigen Wettbewerbssituation einen Marktverschluss herbeizuführen. Eine solche Prüfung ist auch grundsätzlich bei grenzüberschreitenden Beteiligungserwerben auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission durchzuführen.

– Gasbörse: Die Aufnahme des börslichen Gashandels an der EEX ist ein wichtiger Schritt zur Erhöhung der Liquidität im deutschen Gasmarkt und zur Bildung marktadäquater Preise. Damit sich ein liquider Börsenhandel entwickeln kann, sind die vorangegangenen Ausführungen umzusetzen. Gleichwohl ist der Erlass enger gesetzlicher Regelungen zur Vermeidung möglicher strategischer Manipulationen der Börsenkurse unabdingbar. Die Börsenaufsicht hat hier die Aufgabe, die Organisation und Funktionsweise der Börse zu überwachen. Der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht und dem Bundeskartellamt obliegt es insbesondere, das nach dem Wertpapierhandelsgesetz geltende Verbot von Insidergeschäften sowie von Kurs- und Marktpreismanipulation zu überwachen. Eine Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur scheint in diesem Bereich angezeigt, da der Regulierungsbehörde ihrerseits die Prüfung der Vorgaben zur informatorischen und operationellen Entflechtung zukommt und sie über netz- und speicherspezifische Kenntnisse verfügt. Zur Steigerung der Transparenz über das Marktgeschehen empfiehlt die Monopolkommission die Einführung eines Market Monitoring. Diese Marktüberwachungsstelle hat die Aufgabe, marktrelevante Informationen z. B. über verfügbare Netz- und Speicherkapazitäten, über die Anzahl der Teilnehmer auf dem Spot- und Terminmarkt sowie über die Verteilung der gehandelten Angebots- und Nachfragemengen auf einzelne Unternehmen zeitnah zu erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln zu überprüfen. Organisatorisch wäre eine solche Instanz in Form einer Arbeitsgruppe – bestehend aus Mitarbeitern der nach Landesrecht zuständigen Börsenaufsicht, der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur – zu errichten.

5 Anreizregulierung

5.1 Das Konzept der Anreizregulierung

579. Der am 13. Juni 2006 vom Bundeskabinett verabschiedete Entwurf einer Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV-E) sieht vor, dass die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasnetzen ab dem 1. Januar 2009 nicht mehr kostenorientiert, sondern anreizorientiert reguliert werden.[553] Die Bundesnetzagentur war nach § 112a Abs. 1 Satz 1 EnWG angehalten, der Bundesregierung bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung im Energiesektor nach § 21a EnWG vorzulegen. Daran anschließend hat das Bundeswirtschaftsministerium am 16. November 2006 ein vierseitiges Eckpunktepapier und am 4. April 2007 einen Referentenentwurf einer Anreizregulierungsverordnung vorgelegt. Aufgrund des breit angelegten Konsultationsprozesses und der noch durchzuführenden vorbereitenden Maßnahmen soll die Einführung der Anreizregulierung entgegen der ursprünglichen Planung nicht bereits zum 1. Januar 2008, sondern erst ein Jahr später stattfinden (vgl. Abbildung 5.1). Die Anwendung bzw. Auslegung der zum Teil nicht abschließend geregelten Vorgaben obliegt der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden. Mit der neuen Verordnung sind zahlreiche Monitoringaufgaben der Bundesnetzagentur und Dokumentationspflichten der Netzbetreiber verbunden. Nach § 112a Abs. 3 Satz 1 EnWG hat die Bundesnetzagentur zwei Jahre nach Einführung der Anreizregulierung der Bundesregierung einen Erfahrungsbericht vorzulegen.

[553] Vgl. Bundesregierung, Entwurf einer Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 13. Juni 2007. Vgl. auch den Beschluss des Bundesrates, Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007.

Abbildung 5.1

Zeitplan zur Anreizregulierung



Quelle: Eigene Darstellung

580. Die Monopolkommission steht der Einführung einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte grundsätzlich positiv gegenüber. Sie plädiert für eine baldige Einführung derselben, da die derzeitig kostenorientierte Bestimmung der Netzentgelte problembehaftet ist.[554] Aufgrund des fehlenden wettbewerblichen Vergleichsmaßstabes prüfen die Regulierungsbehörden derzeit die Netzentgelte auf Basis der tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs eines Unternehmens. Die Netzbetreiber haben bei einem kostenorientierten Regulierungsansatz nur geringe Anreize, ihre Kosten zu senken, da sich jede Kostenerhöhung in höheren Netzentgelten, aber jede Effizienzsteigerung auch in niedrigeren Netzentgelten niederschlägt. Nach § 23a EnWG hat sich zwar das zu genehmigende Netzentgelt an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber zu orientieren, wozu die Bundesnetzagentur auch Vergleichsverfahren durchführt. Ob damit aber hinreichend „Anreize für eine effiziente Leistungserbringung" einhergehen, wie es der Gesetzgeber in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG vorsieht, ist fraglich, zumal die Netzbetreiber in einem kostenorientierten Regulierungsregime tendenziell zur Überkapitalisierung neigen, der Prüfungsaufwand der Regulierungsbehörde aufgrund der Vielzahl an Netzbetreibern erheblich ist und eine Detailprüfung unter Effizienzgesichtspunkten unterbleibt.

581. Wie die Monopolkommission bereits in früheren Gutachten dargelegt hat, wird mit einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte versucht, regulatorisch einen Wettbewerb zu simulieren, indem die Erlöse bzw. die Preise über die Dauer einer Regulierungsperiode von den Kosten abgekoppelt werden. Die Unternehmen werden hierdurch angehalten, sich sowohl an der Produktivititätsentwicklung der Elektrizitäts- bzw. Gasbranche als auch an der eigenen Kostenentwicklung zu orientieren. Von dieser Art der Regulierung gehen allgemein positive ökonomische Anreize hinsichtlich der allokativen, produktiven und dynamischen Effizienz aus. Zum einen wird die Nachfrage bei der Preissetzung berücksichtigt und zum anderen werden Kostensenkungen durch Produktivitätsfortschritte an die Netznutzer weitergegeben. Darüber hinaus können die Netzbetreiber durch zusätzliche Rationalisierungsanstrengungen Gewinne realisieren, die sie einbehalten dürfen. Effiziente Unternehmen erhalten demnach eine höhere Kapitalverzinsung. Dagegen erzielen ineffiziente Unternehmen geringere Renditen.

582. Konzeptionell soll die Anwendung der Anreizregulierung auf den Energiebereich in einem zweistufigen Prozess erfolgen.[555] In einer ersten Stufe, die zwei Regulierungsperioden von je fünf Jahren umfassen soll, sollen die bestehenden großen Effizienzunterschiede zwischen den Elektrizitäts- bzw. Gasnetzbetreibern abgebaut werden, indem neben branchenbezogenen auch unternehmensindividuelle Effizienzziele vorgeben werden.[556] Hierzu wird ein Verfahren zum bundesweiten Unternehmensvergleich durchgeführt, womit eine Orientierung der Netzbetreiber an dem gebietsstrukturell vergleichbaren „besten" Unternehmen (sog. Frontier-Unternehmen) möglich wird.[557] Das effiziente Unternehmen einer jeden Klasse bildet demnach den Maßstab für die individuellen Effizienzvorgaben der übrigen Netzbetreiber. Auf Basis der relativen Effizienz wird für jede Regulierungsperiode ein Entwicklungspfad für die Erlöse festgelegt. Die Netzbetreiber sind demnach innerhalb einer Periode angehalten, ihre Erlöse bzw. Ineffizienzen unabhängig von den Kosten anhand des vorgegeben Effizienzzieles abzusenken bzw. abzubauen. Über die Effizienzziele hinausgehende Kostensenkungen in Form von Gewinnen dürfen von den Netzbetreibern einbehalten werden. Nach Ablauf einer Periode findet eine Überprüfung der tatsächlichen Kosten durch die Regulierungsbehörden statt. Realisierte Effizienzsteigerungen werden in der nächsten Periode durch eine Anpassung der Erlösobergrenze an die Netznutzer in Form niedrigerer Netzentgelte weitergegeben. Die anreizorientierte Festlegung der Netzentgelte in der ersten Regulierungsperiode basiert auf den im zweiten Netzentgeltverfahren nach § 23a EnWG genehmigten Kosten. Zum Ausgleich von Erlösschwankungen aufgrund von Mengenänderungen ist nach § 5 ARegV-E die Einrichtung eines Regulierungskontos bei der Bundesnetzagentur vorgesehen.

583. Nach dem Vorschlag der Bundesnetzagentur soll anschließend an die erste Phase der Erlösobergrenzenregulierung in einer zweiten Stufe, die frühestens ab dem 1. Januar 2019 geplant ist, ein System des reinen Vergleichswettbewerbs (Yardstick-Competition) folgen.[558] In einem reinen Vergleichswettbewerb orientieren sich die Erlöse bzw. Netzentgelte nicht mehr an der individuellen Kostensituation und damit der individuellen Effizienz eines jeden Netzbetreibers. Die Vorgaben zur Erlössenkung werden vielmehr vollständig durch bundes- und europaweite Unternehmensvergleiche ermittelt. Die Anpassung der Effizienzvorgaben soll dann nach der Vorstellung der Bundesnetzagentur verkürzt und in einem zweijährigen Rhythmus vorgenommen werden. Allerdings wurde dieser Vorschlag im Verordnungsentwurf nicht berücksichtigt. So ist zunächst eine unbestimmte Anzahl von Regulierungsperioden mit einer Dauer von fünf Jahren vorgesehen. Die im Verordnungsentwurf enthaltenen Re-

---

[554] Zum Konzept der kosten- und anreizorientierten Netzentgeltregulierung vgl. auch Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1171 ff. und Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2003, Tz. 782 ff.

[555] Vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 8.

[556] Der Bundesrat hat dagegen beschlossen, dass im Gasbereich die erste Regulierungsperiode nur vier statt fünf Jahre gelten soll. Die Änderung hat zum Ziel, die Arbeitsbelastung der Netzbetreiber und Regulierungsbehörden zu entzerren, da ansonsten eine gleichzeitige Antragsstellung der zumeist Mehrspartennetzbetreiber stattfinden würde. Zur Gleichbehandlung von Strom und Gas sollen die Effizienzvorgaben anteilig angepasst werden. Vgl. Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007, S. 16.

[557] Vgl. §§ 12 bis 16 ARegV-E und BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 119. Nach § 22 ARegV-E ist für die Betreiber von Übertragungsnetzen ein europäischer Effizienzvergleich vorgesehen.

[558] Vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 8.

gelungen zielen zwar vorrangig auf den Abbau bestehender Ineffizienzen gebietsstrukturell vergleichbarer Netzbetreiber innerhalb eines Zeitraumes von zehn Jahren ab. Aus heutiger Sicht scheint es aber unklar, ob die Voraussetzungen für eine Yardstick-Competition, nämlich ein einheitliches Ausgangsniveau aller Elektrizitäts- bzw. Gasnetzbetreiber, innerhalb der nächsten zwei Regulierungsperioden tatsächlich erfüllt werden können.[559] Gleichwohl ist die Bundesnetzagentur nach § 33 Abs. 1 Nr. 4 ARegV-E angehalten, in einem Bericht an das Bundeswirtschaftsministerium Vorschläge zu einer ab 2019 anzuwendenden modifizierten Form der Anreizregulierung abzugeben.

5.2 Kritische Würdigung

5.2.1 Allgemeine Anmerkungen

584. Die spätere Einführung der Anreizregulierung macht eine zweite kostenorientierte Netzentgeltgenehmigungsrunde notwendig, wonach die Durchleitungsentgelte ein weiteres Mal von den Regulierungsbehörden genehmigt werden. Angesichts der Erfahrungen im ersten Genehmigungsverfahren ist die zweite Prüfungsrunde im Hinblick auf die Dauer des Verfahrens, die Prüfungstiefe und mögliche Rechtsbeschwerden nicht ohne Probleme zu sehen.[560] Schließlich stellen die im zweiten Verfahren geprüften Kosten das Ausgangsniveau für die Anreizregulierung dar. Die individuellen Effizienzvorgaben eines Netzbetreibers basieren demnach auf den für das Geschäftsjahr 2006 geprüften Kosten. Aus Sicht der Monopolkommission ist daher die Prüfung der Daten durch die Regulierungsbehörden unter entsprechender Anwendung der Vorschriften der Netzentgeltverordnungen besonders sorgfältig vorzunehmen. Gleichzeitig gilt es eine weitere Verzögerung bei der Einführung der Anreizregulierung unbedingt zu vermeiden.

585. Gleichwohl ergeben sich Probleme bei der praxisbezogenen und sachgerechten Ausgestaltung der Erlösobergrenzenregulierung. So sind die positiven Erfahrungen, die mit der Anreizregulierung auf ausländischen Elektrizitäts- und Gasmärkten gemacht wurden, aufgrund der unterschiedlichen strukturellen und rechtlichen Rahmenbedingungen nicht ohne weiteres auf den deutschen Energiemarkt übertragbar.[561] Auch bedingen die sektorspezifischen Besonderheiten des Elektrizitäts- und Gasmarktes eine zum Teil unterschiedliche Ausgestaltung der Parameterwerte. Generell stellen die „Knackpunkte“ einer jeden Anreizregulierung die verwendeten Kennziffern dar. Nach dem vorliegenden Konzept wird die zulässige Erlösobergrenze eines Netzbetreibers unter Berücksichtigung der Netzentgelthöhe der vorangegangenen Periode, der (nicht) beeinflussbaren Kostenanteile, der Verbraucherpreisentwicklung, des allgemeinen sektoralen Produktivitätsfortschritts, der unternehmensindividuellen Effizienzsteigerungsziele und der Qualitätsvorgaben ermittelt.[562] Der Verordnungsgeber hat in dem Entwurf weitestgehend auf abschließende Detailregelungen verzichtet, so dass den Regulierungsbehörden die sachgerechte Ausgestaltung und Anwendung der Kennziffern obliegt. Dabei sind im Wesentlichen die Vorgaben zur Festlegung von Obergrenzen (§ 21a Abs. 2 EnWG), von Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 2 Satz 2 und Abs. 5 Satz 1 EnWG) und von Qualitätsvorgaben (§ 21a Abs. 5 Satz 2 EnWG) zu beachten. Dem Grundsatz der Regulierung entsprechend müssen die getroffenen Vorgaben gemäß § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG für die Netzbetreiber unter Nutzung möglicher und zumutbarer Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein.

5.2.2 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten

586. Die Effizienzvorgaben dürfen sich nach § 21 Abs. 4 Satz 5 EnWG nur auf Kosten beziehen, die durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind. Die Ermittlung der zu berücksichtigenden Kosten erfolgt auf Basis der Vorgaben zur Kostenregulierung nach § 21 Abs. 2 EnWG und den Regelungen der Netzentgeltverordnungen. Nach § 11 Abs. 1 ARegV-E werden die „beeinflussbaren Kosten“ von „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“ und „vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten“ abgegrenzt (vgl. Abbildung 5.2).[563] Unter dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten fallen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV-E diejenigen Kosten, die exogen vorgegeben sind oder durch Dritte verursacht werden. Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile stellen hingegen diejenigen Kosten dar, die für einen effizienten Netzbetrieb unter Berücksichtigung etwaiger gebietsstruktureller Besonderheiten unvermeidbar sind.[564] Der beeinflussbare Kostenanteil ergibt sich letztlich aus der Differenz der Gesamtkosten des Netzbetriebs abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und etwaiger gebietsstrukturell bedingter Kosten. Beeinflussbare Kosten sind auf unternehmensindividuelle und per definitionem ineffiziente Entscheidungen zurückzuführen. Das im Rahmen des Effizienzvergleichs gefundene effiziente Unternehmen hat demnach einen absenkbaren Kostenanteil von 0; die individuelle Effizienzvorgabe für diesen Netzbetreiber beträgt folglicherweise 0 Prozent.

587. Im Konsultationsprozess zum Bericht der Bundesnetzagentur wurde bei der Festlegung dauerhaft nicht beinflussbarer Kostenanteile vielfach diskutiert, ob sich die Beeinflussbarkeit der Kosten auf den Zeitrahmen der jeweiligen Regulierungsperiode erstreckt oder nicht. Im Grundsatz war man sich darüber einig, dass Kosten als nicht beeinflussbar gelten, wenn sie innerhalb einer Re-

[559] Vgl. auch § 16 Abs. 1 Satz 2 ARegV-E i.V.m. Begründung zu § 16 ARegV-E, S. 57 f. Danach kann es bei unzumutbaren Effizienzvorgaben zu einer Verlängerung des Anpassungszeitraumes kommen.

[560] Vgl. Abschnitt 4.2.3.2.

[561] Zu den Regulierungserfahrungen in England und Wales vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, insbesondere Tz. 1192.

[562] Zur anreizorientierten Regulierungsformel vgl. § 7 i. V. m. Anlage 1 der ARegV-E, S. 29.

[563] Vgl. auch § 21a Abs. 4 Satz 2 EnWG.

[564] Vgl. auch Begründung zu § 11 ARegV-E, S. 47 ff.

Abbildung 5.2

Kostenarten der Anreizregulierung

beeinflussbare (ineffiziente) Kosten des Netzbetreibers *i*

gebietsstrukturell bedingte Kosten des Netzbetreibers *i*

TOTEX (Total Expenditure) des Netzbetreibers *i*

vorübergehend nicht beeinflussbare (effiziente) Kosten des Netzbetreibers *i*

TOTEX (Total Expenditure); vorübergehend nicht beeinflussbare (effiziente) Kosten des Frontier-Unternehmens

Kosten des Netzbetreibers *i*

Kosten des effizienten Netzbetreibers

dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Quelle: BMWi, Entwurf einer Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 13. Juni 2007

gulierungsperiode vom Netzbetreiber nicht steuerbar sind. So sind Kosten, die aus einer zum gegenwärtigen Zeitpunkt aktiv zu treffenden Entscheidung resultieren und/oder zukünftig veränderbar sind, als beeinflussbar zu bezeichnen. Dagegen sind bei Einführung der Anreizregulierung Kosten wie etwa Altinvestitionen als nicht beeinflussbar zu behandeln, da ihr Entscheidungszeitpunkt in der Vergangenheit liegt. Der Verordnungsgeber hat das Zuordnungsproblem insoweit gelöst, als § 11 Abs. 2 bis 4 ARegV-E eine abschließende Liste enthält, woraus hervorgeht, welche Kostenanteile seiner Ansicht nach beeinflussbar sind und welche nicht.[565]

588. Demnach gelten insbesondere gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Betriebssteuern, Aufwendungen für vorgelagerte Netze, genehmigte Investitionsbudgets und pauschalierte Investitionszuschläge als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.[566] Hinzu kommen Kosten, die sich aus der Einhaltung von Vorschriften der Netzentgeltverordnungen sowie europäischen Verordnungen ergeben.[567] Entgegen der Auffassung des Verordnungsgebers ist die Monopolkommission der Meinung, dass Konzessionsabgaben durchaus in ihrer Höhe beeinflussbar sind. Konzessionsabgaben werden in bilateralen Verhandlungen zwischen einem öffentlichen Träger und einem Netzbetreiber ausgehandelt. § 2 der

[565] Vgl. auch § 21 Abs. 4 Satz 2 EnWG.

[566] Nach Auffassung des Bundesrates sollten auch Baukostenzuschüsse zum Bereich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugeordnet werden, damit Verzerrungen im Effizienzvergleich ausgeschlossen werden können. Vgl. Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007, S. 5.

[567] So z. B. die einzuhaltenden Vorschriften über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel (Verordnung (EG) Nr. 1228/2003) oder die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungen (Verordnung (EG) Nr. 1775/2005).

Konzessionsabgabenverordnung (KAV)[568] bestimmt lediglich eine zulässige Obergrenze für die zu verlangende Höhe der Konzessionsabgaben. Der Anreiz eines Netzbetreibers, die Höhe der Konzessionsabgabe in Verhandlungen zu seinen Gunsten zu beeinflussen, geht durch die Kategorisierung der Abgabe als ein vollständig auf die Netznutzer zu überwälzender Kostenblock verloren. Auch die Aufnahme von in Monopolzeiten gewährten betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen scheint fragwürdig. § 11 Abs. 2 ARegV-E entfaltet insoweit einen zu weiten Bestandsschutz. Eine Anreizregulierung kann ihre Wirkung nur voll entfalten, wenn sich die Effizienzvorgaben auf einen möglichst großen Teil der Gesamtkosten erstreckt. Hierzu gehört ebenfalls, dass die nicht beeinflussbaren Kostenanteile eines Netzbetreibers auch nach Einführung der Anreizregulierung einer Effizienz- bzw. Missbrauchskontrolle durch die Regulierungsbehörden unterliegen.[569]

5.2.3 Effizienzvergleich und -vorgaben

589. Der allgemeine Effizienzfaktor setzt die Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung der Netzbetreiber in Relation zur Gesamtwirtschaft. Dieser Faktor wird vom Verordnungsgeber in der ersten Regulierungsperiode einheitlich für den Elektrizitäts- und Gassektor auf 1,25 Prozent festgesetzt und bewegt sich damit sogar unterhalb der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Bandbreite von 1,5 bis 2 Prozent.[570] In der zweiten Periode beträgt der allgemeine Effizienzfaktor ebenfalls einheitlich für den Elektrizitäts- und Gasmarkt 1,5 Prozent. Erst ab der dritten Regulierungsperiode soll der allgemeine Effizienzfaktor durch die Bundesnetzagentur auf Basis der im Verordnungsentwurf genannten Methoden wie der historischen Produktivitätsentwicklung und internationaler Vergleiche separat für den Elektrizitäts- und Gassektor festgelegt werden.

590. Ein weiteres Problem stellt die gebietsstrukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber dar. Die ARegV-E sieht nach § 13 vor, im Effizienzvergleich neben Aufwandsparametern, die die nach § 14 ermittelten Kosten beinhalten, auch Vergleichsparameter zu berücksichtigen, die der Versorgungsaufgabe und den Eigenschaften der Netzgebiete Rechnung tragen.[571] Zur Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben nach § 12 ARegV-E erhebt die Bundesnetzagentur 2007 und 2008 die dafür notwendigen Daten. Mit Hilfe der beiden Methoden der Data Envelopment Analysis (DEA) und der Stochastic Frontier Analysis (SFA) soll dann 2008 ein deutschlandweiter und für Übertragungsnetzbetreiber ein europaweiter Effizienzvergleich stattfinden.[572] Anhand der Ergebnisse dieses Vergleichs werden dann die individuellen Effizienzvorgaben unter Berücksichtigung des jeweils gebietsstrukturell vergleichbaren „besten" Netzbetreibers (Frontier-Unternehmens) abgeleitet.[573] Unterscheiden sich die Ergebnisse der beiden Extremwertmethoden, so soll das für den betroffenen Netzbetreiber günstigere Ergebnis als Effizienzvorgabe verwendet werden (Best-Abrechnung). Diese Vorgehensweise sieht die Monopolkommission kritisch, da davon auszugehen ist, dass sich die Ergebnisse der angewendeten Methoden (signifikant) unterscheiden werden. Methodisch besser wäre es, die Vorteile beider Verfahren zu kombinieren und eine Durchschnittswertbildung vorzunehmen, um auch möglichen Verzerrungen bei der Datenerhebung entgegenzuwirken.

591. Die Kapitalkosten sind aufgrund der unterschiedlichen Altersstruktur sowie der Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken der Unternehmen im Rahmen einer Vergleichbarkeitsrechnung auf Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens darzulegen.[574] Die Vorgaben zur Vergleichbarkeitsrechnung orientieren sich dabei weitestgehend an Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes und der Netzentgeltverordnungen. Die vorgegebene Vergleichbarkeitsrechnung stellt eine relativ einfache Methode zur Standardisierung von Kapitalkosten dar. Mögliche Verzerrungen beim Effizienzvergleich können hierbei nicht ausgeschlossen werden. Von der Möglichkeit, gleich zu Beginn der Anreizregulierung ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister für eine optimale Vergleichbarkeit der Netzbetreiber einzuführen, wie es auch von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen wurde, wird kein Gebrauch gemacht.[575] Zudem wäre es damit möglich, das Investitionsverhalten der Netzbetreiber im Zeitverlauf zu beobachten und mögliche Investitionshemnisse abzubauen. Der Verordnungsgeber schafft zwar die Option, ein solches Register zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode einzuführen, die Notwendigkeit scheint aber schon heute gegeben. Eine zeitlich verzögerte Einführung wäre mit einem erheblichen Mehraufwand für alle Beteiligten und womöglich mit einer nachträglichen Korrektur der Effizienzvorgaben verbunden. Das spätere Inkrafttreten der Anreizregulierung sollte daher von der Bundesnetzagentur genutzt werden, ein praktikables technisch-wirtschaftliches Anlagenregister zu konzipieren, so dass dieses bereits ab der ersten Regulierungsperiode Anwendung finden kann.

5.2.4 Berücksichtigung von Investitionen

592. Zur Gewährleistung einer kontinuierlichen Investitionstätigkeit der Netzbetreiber sieht der Entwurf mehrere

[568] Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas vom 9. Januar 1992, BGBl. I S. 12, 407.

[569] Vgl. § 30 Abs. 1 Satz 2 EnWG i. V. m. § 21a Abs. 4 Satz 2 EnWG.

[570] Vgl. § 9 Abs. 2 ARegV-E i. V. m. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 10.

[571] Nach Meinung des Bundesrates sind dabei neben geographischen und geologischen Merkmalen auch strukturelle Besonderheiten aufgrund eines möglichen demographischen Wandels in den versorgten Gebieten zu berücksichtigen. Vgl. Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007, S. 8.

[572] Vgl. Begründung zu §§ 12 und 22 ARegV-E, S. 50 ff. und S. 62 f.

[573] Vgl. § 21 Abs. 5 Satz 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 2 Satz 2 und 4 EnWG.

[574] Vgl. § 14 ARegV-E.

[575] Vgl. BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 602. Dagen lehnt der Bundesrat ein solches Register zum heutigen Zeitpunkt ab. Vgl. Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007, S. 11.

Regelungen zum Erhalt und zum Ausbau der Netzinfrastruktur vor. Auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber sollen Neu- und Erweiterungsinvestitionen gemäß § 10 Abs. 1 ARegV-E über einen Erweiterungsfaktor sichergestellt werden, wenn sich dadurch die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nachhaltig ändert. Von einer erheblichen Änderung der Versorgungsaufgabe wird ausgegangen, wenn sich die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um mindestens 0,5 Prozent erhöhen.[576] Durch diese relativ unproblematische Verfahrensweise wird den Verteilernetzbetreibern z. B. pro zusätzlich erschlossener Fläche oder erreichbarem Anschlusspunkt ein Betrag an zusätzlich erlaubten Erlösen zugestanden. Weiterhin erhalten die Netzbetreiber nach § 25 Abs. 1 ARegV-E einen pauschalierten Investitionszuschlag pro Jahr in Höhe von 1 Prozent der Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Zugrundelegung vereinheitlichter Nutzungsdauern bestimmter Kapitalkosten. Begründet wird dies mit der Sicherstellung notwendiger Investitionen in der Anfangsphase der Anreizregulierung.[577] Warum eine Evaluierung des Investitionsverhaltens nicht vor der (verspäteten) Einführung der Anreizregulierung durchgeführt wird, sondern erst in der ersten Regulierungsperiode, bleibt unklar. Mit Einführung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters wäre dagegen ein Monitoring des Investitionsverhaltens möglich, ohne dass es einer pauschalen Anhebung der Erlösobergrenzen und damit der Netzentgelte bedürfte. Ersatzinvestitionen sind den Kosten, die zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Besonderheiten erforderlich sind, zuzurechnen und bedürfen keiner zusätzlichen Investitionsrechnung. Die Einführung eines pauschalierten Investitionszuschlags scheint weder notwendig noch in seiner Höhe begründet. Auch wurde auf Bestimmungen für ein anreizorientiertes Investitionsverhalten des Netzbetreibers verzichtet.

593. Entsprechend den weitergehenden gesetzlichen Verpflichtungen der Übertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber sieht der Entwurf abweichende Vorschriften auch für die Berücksichtigung von Investitionen vor. Zur Gewährleistung hinreichender Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen sind nach § 23 ARegV-E von der Bundesnetzagentur zu genehmigende Investitionsbudgets vorgesehen. Diese zählen nach § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV-E ebenfalls zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, sofern sie in der Regulierungsperiode durchgeführt und kostenwirksam werden. Investitionsbudgets sind auf Antrag von der Bundesnetzagentur zu genehmigen, wenn die Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für den Ausbau des nationalen und internationalen Verbundnetzes oder für einen bedarfsgerechten Netzausbau nach § 11 EnWG erforderlich sind. Die Prüfung der Erforderlichkeit erfolgt mit Hilfe einer sog. Referenznetzanalyse auf Grundlage der bereits bestehenden Netzinfrastruktur. Aus Sicht der Monopolkommission ist darauf zu achten, dass die Investitionsbudgets um die Erlöse aus dem Engpassmanagement bereinigt werden, da diese sowieso für den Ausbau des Netzes zu verwenden sind. Da die zulässige Erlösobergrenze bzw. die Netzkosten um die genehmigten Investitionskosten steigen, ist die Bundesnetzagentur unbedingt dazu angehalten, von der in § 23 Abs. 5 Satz 2 ARegV-E gegebenen Möglichkeit Gebrauch zu machen und die Genehmigung um Nebenbedingungen zu ergänzen, wodurch die Netzbetreiber Anreize zur Tätigung effizienter Investitionen erhalten.[578]

5.2.5 Qualitätsregulierung

594. Während ein Netzbetreiber bei einer rentabilitätsorientierten Kostenregulierung Anreize zu überhöhten Investitionen hat, besteht bei einem anreizorientierten Regulierungsinstrument aufgrund des bestehenden Kostensenkungsdrucks und des Anreizes zur Gewinnerzielung die Gefahr, dass eigentlich notwendige Investitionen unterbleiben und die Qualität der angebotenen Dienstleistungen sinkt. Zur Gewährleistung eines hinreichenden Maßes an Versorgungszuverlässigkeit ist der Aufbau einer zur Anreizregulierung komplementären Qualitätsregulierung unabdingbar.[579] Nach dem Willen des Verordnungsgebers dient als Qualitätskriterium allein die Netzzuverlässigkeit, womit nach § 19 Abs. 3 ARegV-E die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes gemeint ist, „Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren“. Vorgesehen ist ein Bonus-Malus-System, das sich an der Häufigkeit und Dauer der Versorgungsunterbrechungen, an der Menge nicht gelieferter Energie und gedeckter Last orientiert. Dieses Vorgehen entspricht internationalen Standards, die sich bereits auf anderen europäischen Energiemärkten bewährt haben.[580] Gemäß § 19 Abs. 1 ARegV-E können Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers vorgenommen werden, wenn dieser von den gemachten Qualitätsvorgaben abweicht.[581]

595. Die Monopolkommission sieht die im Verordnungsentwurf enthaltene Qualitätsregulierung als ein sinnvolles, aber auch notwendiges Instrument an. Aufgrund der Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit für die Öffentlichkeit steht die Kommission den im Verordnungsentwurf getroffenen Regelungen zur Ausgestaltung und zum Zeitpunkt der Einführung des Qualitätselements

[576] Vgl. § 10 Abs. 2 Satz 3 ARegV-E.

[577] Vgl. Begründung zu § 25 ARegV-E, S. 67.

[578] Allgemein bereitet hier die sachgerechte Berücksichtigung von Neu- und Erweiterungsinvestitionen durch die Regulierungsbehörden weniger Probleme, im Gegensatz zur Sicherstellung von Ersatzinvestitionen aufgrund der Unwissenheit über die tatsächlich vorhandenen und genutzten Betriebsanlagen sowie der unterschiedlichen Bewertungsmethoden und Investitionszyklen.

[579] Zu dem Ziel einer möglichst sicheren Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 1 EnWG vgl. Abschnitt 2.2.1. Vgl. auch § 18 ARegV-E.

[580] Zu den Erfahrungen mit der Qualitätsregulierung in England und Wales vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 1189 ff. Für neuere Entwicklungen bei der Anwendung einer Qualitätsregulierung vgl. Ajodhia, V. und Hakvoort, R., Economic Regulation of Quality in Electricity Distribution Networks, in: Utilities Policy, Vol. 13, 2005, S. 211 bis 221.

[581] Vgl. auch § 21a Abs. 5 Satz 3 EnWG, wonach die Bundesnetzagentur bei Nichteinhaltung von Qualitätsvorgaben eine Absenkung der Erlösobergrenze zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte für einen Netzbetreiber vornehmen kann.

in die Anreizregulierungsformel jedoch kritisch gegenüber. So wurde gegenüber dem Eckpunktepapier auf die Zahlung von Pönalen an Kunden bei Versorgungsstörungen und Servicemängeln verzichtet.[582] Nach Auffassung der Monopolkommission wäre es nur sachgerecht, das Kriterium „Servicequalität“ explizit als Qualitätskriterium, etwa anhand der Vorgaben der „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)“, mit aufzunehmen, wie es auch international üblich ist.[583] Hierdurch würde der Dienstleistungscharakter eines Netzbetreibers betont werden, womit einer verbraucherfreundlichen Energieversorgung im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG Rechnung getragen würde. Die Monopolkommission sieht es zudem als geboten an, dass das vorgeschlagene Qualitätsicherungsystem entgegen dem derzeitigen Vorschlag bereits in der ersten Regulierungsperiode auf Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber Anwendung findet. Durch die verschobene Einführung der Anreizregulierung scheint dies auch angemessen. Die hierzu erforderlichen Daten sind im Rahmen der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde zu erheben und durch Befragung der Abnehmer anzureichern. Sollte sich dennoch eine unzureichende Datenlage ergeben, so ist zumindest eine vereinfachte Ausgestaltung des Qualitätselements vorzunehmen. Zusätzlich ist ein kontinuierliches Monitoring des Qualitätsmanagementsystems der Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörden angezeigt. Entgegen den Vorgaben des § 21 ARegV-E sollten die Netzbetreiber hierzu verpflichtend und bereits zur ersten Regulierungsperiode einen Bericht über ihr Investitionsverhalten erstellen. Weiterhin ist bei der Gewichtung der Kennzahlen und der Ausgestaltung der möglichen Bandbreite der Zu- und Abschläge allgemein darauf zu achten, dass sich der Abschlag bei schlecht geführten Unternehmen durch die zusätzliche Reduzierung von Finanzmitteln nicht existenzgefährdend auswirkt.

596. Nach Auffassung der Monopolkommission sollte sich eine sachgerechte Qualitätsregulierung prinzipiell an dem aus Nachfragersicht gewünschten Niveau der Energieversorgung orientieren. Die Höhe der Versorgungsqualität ist danach an den tatsächlichen Bedürfnissen bzw. der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten auszurichten. Die Monopolkommission begrüßt es daher, dass § 20 Abs. 3 Satz 1 ARegV-E eine Orientierung des Qualitätselements an der Zahlungsbereitschaft der Kunden vorgibt. Vor dem Hintergrund der fast hundertjährigen Geschichte deutscher Monopolwirtschaft im Energiesektor ist eine aus Verbrauchersicht ineffizient hohe Versorgungssicherheit nicht auszuschließen. Die Versorgungsqualität der deutschen Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze ist im europäischen Durchschnitt als hoch bis sehr hoch einzustufen.[584] Es stellt sich die Frage, ob die Energieabnehmer weiterhin bereit sind, soviel Qualität nachzufragen. So könnte bei einer (Neu-)Bewertung der Versorgungsqualität anhand der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten eine regulative Absenkung der Versorgungszuverlässigkeit angezeigt sein (Blackout-Prämie). Die Monopolkommission verkennt dabei nicht den Umstand, dass die Orientierung an der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer durchaus mit Erhebungsproblemen behaftet ist. So stellt sich die Frage, wie in der Praxis mit der wahrscheinlich unterschiedlichen Zahlungsbereitschaft der verschiedenen Abnehmergruppen umgegangen werden soll. Eine erste Antwort auf diese Frage wird die von der Bundesnetzagentur noch durchzuführende Datenerhebung liefern. Nach Meinung der Monopolkommission sind die Regulierungsbehörden gegenwärtig dazu angehalten sicherzustellen, dass das derzeitige Niveau an Versorgungsqualität von den Unternehmen mit minimalem Aufwand erreicht und gehalten wird.

5.6.2 Vereinfachtes Verfahren für kleine Netzbetreiber

597. Die Umstellung von der Kostenregulierung auf die nach dem Entwurf vorgesehene Anreizregulierung ist insbesondere für kleine Netzbetreiber mit hohem Aufwand verbunden. Der Verordnungsgeber hat deshalb bereits im Vorfeld zum Referentenentwurf überlegt, ob für solche Unternehmen nicht Ausnahmen gelten sollten.[585] Nach § 24 Abs. 1 ARegV-E ist ein vereinfachtes Regulierungsverfahren vorgesehen für Netzbetreiber, an deren Elektrizitäts- und Gasverteilernetz insgesamt weniger als 30 000 Kunden und für Netzbetreiber, an deren Gasverteilnetz weniger als 15 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Im vereinfachten Verfahren, an das die Netzbetreiber bei Wahl eine Regulierungsperiode gebunden sind, wird der Effizienzwert als gewichteter durchschnittlicher Wert auf Basis aller im bundesweiten Effizienzvergleich ermittelten Effizienzwerte gebildet. In der ersten Regulierungsperiode beträgt der Effizienzwert einheitlich 87,5 Prozent und fällt damit sehr hoch aus. Die Erleichterungen für die kleinen Netzbetreiber bestehen vor allem in der Orientierung am durchschnittlichen und nicht am höchsten Effizienzwert, im Wegfall der Regelungen zum Erweiterungsfaktor, Investitionsbudget und Qualitätselement sowie in der Befreiung von der Erstellung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters.[586] Zudem werden 45 Prozent der ermittelten Gesamtkosten automatisch als nicht beeinflussbare Kosten anerkannt.[587] Die Anpassung der Erlösobergrenze bei

---

[582] Vgl. auch BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Abbildung 4, S. 134, Tabelle 14, S. 137.

[583] Vgl. BNetzA, Beschluss vom 11. Juli 2006, BK6-06/009.

[584] Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 53 f.; VDEW, Fakten, Ausgabe September 2006, S. 11 f.

[585] Das EnWG enthält bereits mehrere Ausnahmetatbestände für kleinere und mittlere Unternehmen. Zur Ausnahme mittlerer und kleinerer Energieversorgungsunternehmen vom rechtlichen und operationellen Unbundling vgl. §§ 7 Abs. 2 und 8 Abs. 2 EnWG und zur Ausnahme kleiner Netzbetreiber von der Berichtspflicht nach § 12 Abs. 3a EnWG vgl. § 14 Abs. 1 Satz 3 EnWG.

[586] Vgl. Begründung zu § 24 ARegV-E, S. 65 ff.

[587] Nach Auffassung des Bundesrates sind die nicht beeinflussbaren Kosten bei Gasweiterverteilern deutlich niedriger als bei Stromnetzbetreibern, da bei den bisher genehmigten Gasnetzentgelten keine Kostenwälzung aus vorgelagerten Netzebenen erfolgte. Danach ist der Ansatz von 45 auf 20 Prozent zu reduzieren, solange keine Kostenwälzung vorgenommen wird. Vgl. Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007, S. 17 f.

vorzunehmenden Erweiterungsinvestitionen soll auf Basis der in § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV-E enthaltenen Härtefallklausel erfolgen.

598. Die Monopolkommission sieht die in dieser Form vorgeschlagene Ausnahmeregelung mit Sorge. Da drei Viertel aller Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber von der Ausnahmeregelung betroffen wären und davon auszugehen ist, dass auch diese Netzbetreiber in ihrem Versorgungsgebiet Erweiterungsinvestitionen zu tätigen haben, wird der Sinn der Härtefallklausel gleichsam konterkariert. Kritisch zu sehen ist auch, dass in der ersten Regulierungsperiode kein Effizienzvergleich durchgeführt wird. Bestehende Effizienzsteigerungspotentiale der vermeintlich ineffizient kleinen und in öffentlicher Trägerschaft stehenden Stadtwerke werden so nicht ausgeschöpft. Hinzu kommt der Umstand, dass durch die Ausnahmeregelung mehrere hundert Stadtwerke keinem Qualitätsmanagement unterliegen würden. Eine hinreichende Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit auf Endverteilerebene kann damit nicht gewährleistet werden. Ebenfalls problematisch zu sehen ist die vom Verordnungsgeber scheinbar willkürliche Festlegung eines Grenzwertes nach dem Abgrenzungskriterium „angeschlossene Kunden“. Wenn es tatsächlich nur darum gehen sollte, nicht zu viele Netzbetreiber vom umfassenden Regulierungssystem auszuschließen, um einen bundesweiten Effizienzvergleich nicht zu gefährden, so steht entgegen der eigentlichen Absicht des Verordnungsgebers, nämlich kleinere Netzbetreiber zu entlasten, doch eigentlich die Nichtgefährdung des gewählten Regulierungskonzeptes im Vordergrund.[588] In jedem Fall wird sich der Arbeitsaufwand der Regulierungsbehörden und die Rechtsunsicherheit erhöhen. Die Monopolkommission plädiert aufgrund der voranstehenden Gründe für eine Modifizierung der Anwendungstatbestände im Entwurf der Anreizregulierungsverordnung. Die spätere Einführung der Anreizregulierung sollte dazu genutzt werden, ein für alle Netzbetreiber gleich verträgliches Regulierungskonzept zu erarbeiten. Zudem ist zu gewährleisten, dass die Ausgestaltung der Vorgaben durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden nach den gleichen Maßstäben erfolgt.

5.2.7 Abschließende Bemerkungen

599. Wie oben schon angesprochen wurde, müssen die individuellen und allgemeinen Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber unter Nutzung möglicher und zumutbarer Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein. Im Entwurf der Verordnung wird dem Grundsatz der Anreizregulierung an mehreren Stellen durch zum Teil großzügige Regelungen Rechnung getragen. Gegenüber dem Referentenentwurf vom 4. April 2007 wurde der Verordnungsentwurf vom 13. Juni 2007 weiter „nachgebessert“.[589] Aus Sicht der Monopolkommission weist das vom Bundeswirtschaftsministerium verfolgte Konzept der Anreizregulierung erhebliche Mängel auf, die es noch vor Aufnahme der anreizorientierten Regulierung zu beseitigen gilt. Die gegebenen Anreize zu einer effizienten Bewirtschaftung des Leitungsnetzes sind als gering einzuschätzen. So ist der Abbau der Ineffizienzen über die individuellen Effizienzvorgaben zu Beginn der Anreizregulierung über die Dauer von zwei statt einer Regulierungsperiode zu erbringen. Daraus ergibt sich eine wesentlich geringere jährlich Effizienzvorgabe für die Netzbetreiber. Weiterhin fällt die allgemeine Produktivitätskennziffer mit 1,25 Prozent bzw. 1,5 Prozent gering aus und bewegt sich unterhalb bzw. nur am unteren Rand der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen und international üblichen Bandbreite. Die individuelle Effizienzvorgabe erfolgt dagegen anhand einer Best-Abrechnung, wonach das aus Sicht eines Netzbetreibers günstigere Ergebnis aus den zwei Vergleichsmethoden gewählt wird. Hinzu kommt der Umstand, dass Netzbetreiber im Effizienzvergleich schlechtestenfalls einen Effizienzwert von 60 Prozent (vormals 50 Prozent) erhalten können.[590] Besonders ineffizient wirtschaftende Unternehmen sollen wohl durch die pauschale Anhebung des Effizienzwertes nicht überbelastet werden. Hinzu kommen die weitgehenden Regelungen zum vereinfachten Verfahren, an dem bis zu 75 Prozent aller Netzbetreiber teilnehmen könnten. Das Ziel, die bestehenden Ineffizienzen zwischen den Netzbetreibern innerhalb von zwei Regulierungsperioden abzubauen, wird somit nicht erreicht werden können. Der Übergang zum reinen Vergleichswettbewerb wird sich daher aller Voraussicht nach weiter verzögern. Weiterhin soll das Qualitätselement erst in der zweiten Regulierungsperiode Eingang in die Regulierungsformel finden. Auch der pauschalierte Investitionszuschlag und das vereinfachte Verfahren kommt einem Zugeständnis an die Netzbetreiber gleich. Zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass die Effizienzvorgaben für die 2009 beginnende erste Regulierungsperiode auf Basis der für das Geschäftsjahr 2006 anrechbaren und geprüften Kosten festgelegt werden. Die Netznutzer erhalten somit die Gelegenheit bereits in den Jahren 2007 und 2008 eigene Effizienzmaßnahmen zu ergreifen. Die Vorteile der Kostenreduktion werden erst zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode an die Netznutzer weitergegeben. Die erste Regulierungsperiode dauert daher faktisch nicht fünf, sondern sieben Jahre.

600. Unabhängig von den im Entwurf der Anreizregulierungsverordnung gemachten Effizienzvorgaben sind die Anreize der Unternehmen zur Weitergabe von Effizienzsteigerungen in Form niedrigerer Netzentgelte gering. Nach Meinung der Monopolkommission ist es auch aus anderen Gründen verfehlt zu glauben, dass mit der zukünftigen anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte eine wesentliche Senkung der Energiepreise insbesondere für HuK-Kunden einhergehen wird. Zum einen beträgt der Anteil der Netzentgelte am Endverbraucherpreis bei Elektrizität im Durchschnitt nur etwa ein Drittel und bei Gas nur etwa ein Fünftel. Zum anderen beziehen sich die (individuellen) Effizienzvorgaben nicht auf den gesamten

[588] Vgl. Begründung zu § 24 ARegV-E, S. 65 f.
[589] Vgl. auch Bundesratsdrucksache 417/07 vom 21. September 2007.
[590] Vgl. § 12 Abs. 4 ARegV-E.

Kostenblock eines Netzbetreibers, sondern nur auf die von ihm beeinflussbaren, ineffizienten Kostenanteile.[591] Weiterhin fallen die im Entwurf gemachten Anreizeffekte für eine effiziente Leistungsbereitstellung moderat aus. Ein konzeptionelles Problem stellt das insgesamt überhöhte Niveau der Netzentgelte dar, welches sich mit der Anreizregulierung nur bedingt lösen lässt. Der große Teil der Endverbraucherpreise für Elektrizität und Gas wird auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Märkten bestimmt. So sind die Erzeugungskapazitäten von Elektrizität immer noch in der Hand von wenigen großen Energieunternehmen, so dass die Großhandels- und Regelenergiemärkte anfällig für strategisches Verhalten der Anbieter sind. Im Gasmarkt ist die Preisbildung weiterhin geprägt durch die hohe Konzentration der langfristigen Bezugsverträge auf wenige Importgesellschaften und die mehrheitliche Bindung des Gaspreises an Öl. Auch werden die positiven Wirkungen der anreizorientierten Bildung von Gasnetzentgelten durch die große Anzahl an Marktgebieten und die daraus folgende Anhäufung von Netzentgelten bei marktgebietsübergreifenden Transporten gedämpft. Darüber hinaus wirken sich die Erhöhung der Mehrwertsteuer, die Einführung des Emissionshandels und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien durch die hohen Investitionskosten allgemein preiserhöhend aus. Eine wesentliche Verbesserung der Preissituation ist daher nur durch eine erhebliche Wettbewerbsbelebung auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Märkten möglich. Gleichwohl sind niedrige Netzentgelte und ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Leitungsnetzen unabdingbare Voraussetzungen für einen Wettbewerb auf diesen Wirtschaftsstufen. Das Konzept der Anreizregulierung ist in diesem Zusammenhang als ein wichtiger Baustein anzusehen.

6 Zur eigentumsrechtlichen Entflechtung im Energiesektor

601. Nachdem in den sektorspezifischen Abschnitten anhand der Wettbewerbsanalyse und der Amtspraxis der Bundesnetzagentur detaillierte Handlungsempfehlungen seitens der Monopolkommission abgeleitet wurden, wird nachfolgend näher auf die Entflechtungsfrage eingegangen.[592] Die Monopolkommission sieht grundsätzlich eine nachhaltige Verbesserung der Wettbewerbssituation in der Anwendung strukturpolitischer Instrumente.[593] Die eigentumsrechtliche Entflechtung integrierter Unternehmen stellt dabei ein solches Instrument dar. Gleichwohl ist zu fragen, ob eine solch weitergehende Entflechtung im deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt aufgrund der damit verbundenen ökonomischen und juristischen Unwägbarkeiten und vor dem Hintergrund der aktuellen Wettbewerbsentwicklung auf dem deutschen Energiemarkt sowie der Amtspraxis der Regulierungs- und Wettbewerbsbehörden gegenwärtig anzustreben ist.

6.1 Begriff der eigentumsrechtlichen Entflechtung

602. Unter dem Begriff der eigentumsrechtlichen Entflechtung (Ownership Unbundling) versteht man allgemein eine vertikale Separierung der bisherigen Unternehmensstruktur durch die vollständige Herauslösung des Netzbetriebs aus der Wertschöpfungskette eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens. Die vertikale Separierung führt zu einer vollständigen Übertragung aller dem Netzbereich zuzuordnenden Vermögenswerte auf einen mit dem Konzern unverbundenen Dritten. Der neue Netzbetreiber wird mit der Übertragung zugleich Eigentümer der Netzinfrastruktur. In einem solchen Fall ist allein der eigentumsrechtlich entflochtene Netzbetreiber für die Durchführung des operativen und administrativen Netzgeschäfts, die Wartung und Instandhaltung der Netzleitungen und Anlagen sowie die Vornahme hinreichender Investitionen zum Ausbau des Netzbetriebes verantwortlich. Alle anderen Angebotsaktivitäten wie die Erzeugung bzw. der Import und der Vertrieb von Elektrizität bzw. Gas verbleiben wie bisher bei dem Energieversorgungsunternehmen. Zur Sicherung der faktischen Unabhängigkeit des Netzbetreibers sollte kein Erzeugungs-, Produktions- bzw. Importunternehmen oder Händler aus dem Elektrizitäts- und Gassektor, weder allein noch im Verbund mit anderen Unternehmen, an dem herausgelösten Netzbetreiber über den Kapitalmarkt (signifikant) beteiligt sein. Analog dazu darf der Netzbetreiber nicht auf den anderen Wirtschaftsstufen tätig sein.

603. Bei einer horizontalen Entflechtung auf Erzeugerebene werden hingegen einzelne Kraftwerksanlagen bzw. ganze Kraftwerksparks marktbedeutender Energieversorgungsunternehmen aus dem Unternehmensverbund herausgelöst. Wie beim Modell der vertikalen Entflechtung wird der neue Kraftwerks(park)betreiber Eigentümer der Anlagen. Eine (signifikante) Beteiligung von Energieversorgungsunternehmen, die auf der gleichen Wirtschaftsstufe wie der neue Kraftwerks(park)betreiber oder auf den der Erzeugerebene nachgelagerten Märkten tätig sind, sollte auch hier nicht erlaubt sein.

604. Eine Alternative zur vertikalen eigentumsrechtlichen Entflechtung stellt das Modell des Independent System Operator (ISO) dar. Bei diesem Modell geht es ebenfalls um die Trennung des Netzbetriebs von den übrigen Wirtschaftsstufen, jedoch mit dem Unterschied, dass die Netzanlagen im Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens verbleiben. Der Systembetrieb wird unabhängig, indem der Netzbetrieb von einer unabhängigen Gesellschaft mit eigenem Vorstand und Aufsichtsrat geführt

---

[591] Die allgemeine Effizienzvorgabe erstreckt sich zudem auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile.

[592] Zu den derzeit diskutierten Vorschlägen vgl. unter anderem: Evaluierungsbericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag und den Bundesrat nach § 112 des Energiewirtschaftsgesetzes über die Erfahrungen und die Ergebnisse mit der Regulierung, Kurzfassung vom 13. Juli 2007; ERGEG, 3rd Legislative Package Input Paper 1: Unbundling vom 5. Juni 2007; European Commission, Pressemitteilung „Energising Europe: A real market with secure supply“ vom 19. September 2007, IP/07/1361. Zum dritten Richtlinienpaket der EU-Kommission vgl. http://ec. europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm. Vgl. auch Rhiel, A., Positionspapier des Hessischen Wirtschaftsministeriums zur Wettbewerbspolitik auf dem Strommarkt vom 4. Oktober 2006.

[593] Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 42.

wird. Je nach Ausgestaltung ist der Independent System Operator neben dem operativen Netzbetrieb auch für die eigenständige Vornahme von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen verantwortlich. Die Ausgliederung kann z. B. mit Hilfe eines Pachtvertrages erfolgen.

6.2 Möglichkeiten einer weitergehenden Entflechtung

605. Die zumindest theoretisch denkbare Vorteilhaftigkeit einer weitergehenden Entflechtung im Energiesektor lässt sich im Wesentlichen an den folgenden Punkten festmachen:

– Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs (keine strategische Nutzung des Netzes, keine Wettbewerbsverzerrung durch Informationsvorsprünge und keine Quersubventionierung vor- und nachgelagerter Wirtschaftsstufen),

– hinreichende Investitionsanreize auf der Netzebene,

– Optimierung eigentumübergreifender Netzinfrastrukturen durch Kooperationen und grenzüberschreitende Zusammenschlüsse zwischen Netzbetreibern,

– geringere Regulierungskosten durch eine effektive Netzregulierung und

– eine allgemein höhere Transparenz über das Marktgeschehen.

606. Im Idealfall ließe sich durch eine vertikale Separierung von Netz und Handel eine Verbesserung des Wettbewerbs auf den den Netzebenen vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen, eine Verstärkung der Netzinvestitionsanreize und damit eine Verbesserung der Versorgungssicherheit und Integration des europäischen Binnenmarktes realisieren. So wird mit der eigentumsrechtlichen Herauslösung des Netzbetriebs aus dem vertikal integrierten Unternehmensverbund einer möglichen konzerninternen Quersubventionierung vorgebeugt. Auch kann angenommen werden, dass der Anreiz für einen Netzbetreiber sinkt, Marktteilnehmer auf den vor- und nachgelagerten Wirtschaftsstufen zu diskriminieren. Aufgrund der unterschiedlichen wirtschaftlichen Zielsetzung der getrennten Bereiche und der Neubesetzung des Netzvorstands und Aufsichtsrats wird die Weitergabe geschäftssensibler Informationen innerhalb der Versorgungskette erheblich beschränkt. Durch eine anreizorientierte Regulierung des Netzbetriebs können für einen Netzbetreiber die Anreize verstärkt werden, seine vorhandenen Kapazitäten vollständig am Markt anzubieten und neue Infrastruktureinrichtungen zu bauen, vorausgesetzt es erfolgt eine Price-Cap-Regulierung, bei der der Netzbetreiber einen echten Anreiz erhält, seine Durchleitungsmenge zu maximieren. Hierzu müsste die Anreizregulierungsverordnung geändert werden.[594] Mit einer vertikalen Separierung des Netzbetriebs aus einem integrierten Unternehmensverbund wird zudem der (grenzüberschreitende) Zusammenschluss zwischen eigenständigen Netzbetreibern gefördert, wodurch die (europäische) Netzinfrastruktur optimiert wird, indem bestehende grenzüberschreitende Engpässe zwischen den betroffenen Netzen beseitigt werden. Im Ergebnis könnte mit einer vertikalen Entflechtung das Behinderungspotential der integrierten Energieversorgungsunternehmen gegenüber der bestehenden Netzzugangsregulierung weiter gesenkt werden. Die fortlaufenden Kosten, die zur Überwachung des Netzzugangs aufgewendet werden müssten, würden im Zuge der effektiveren Regulierungsaufsicht abnehmen.

607. Als mögliche Nachteile der eigentumsrechtlichen Entflechtung sind zunächst die ökonomischen Ineffizienzen in der Organisation des Geschäftsbetriebes und das steigende Geschäftsrisiko der ehemals verbundenen Unternehmenseinheiten sowie die mit einem solchen Eingriff verbundene Rechtsunsicherheit zu nennen. Gleichwohl ist die durch eine eigentumsrechtliche Entflechtung bedingte Nichtrealisierung von Größen- und Verbundvorteilen als nicht besonders gravierend einzuschätzen, zumal etwaige Synergien bereits bei der gesellschaftsrechtlichen und operationellen Entflechtung beseitigt wurden. Weiterhin wäre eine Missbrauchsaufsicht (und Regulierung der Netzentgelte) angezeigt, da das Netz als natürliches Monopol fortbestehen würde, wodurch ein Netzbetreiber einen Anreiz zum Ausbeutungsmissbrauch hätte. Zudem vermag die eigentumsrechtliche Entflechtung von Netz und Erzeugung das Problem der hohen Konzentration auf der Erzeugerstufe nicht zu lösen, welches aber insbesondere für den deutschen Elektrizitätsmarkt maßgeblich ist.

608. Bei einer horizontalen Separierung werden marktbeherrschende Energieversorgungsunternehmen gezwungen, einen Teil ihrer Kraftwerke abzugeben, wodurch eine Wettbewerbsbelebung auf der Erzeugerebene insbesondere durch den Markteintritt ausländischer Energieunternehmen ermöglicht werden soll. Jedoch birgt auch eine horizontale Entflechtung nicht unerhebliche ökonomische Probleme, die es zu beachten gilt. Es ist zunächst danach zu fragen, an wen welche Kraftwerksanlagen bzw. -parks abgegeben werden sollen. Das Geschäftsrisiko eines Erzeugungsunternehmens steigt, wenn eine angemessene Risikodiversifikation über verschiedene Kraftwerkstypen (Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke) nicht mehr möglich ist. Geht der Verkauf von Kraftwerken nicht mit einer vertikalen Trennung von Erzeugung und Netz einher, so kommt dem Netzzugang und Netzanschluss eine besondere Bedeutung zu. Während der Netzzugang durch die bestehende Regulierung gesichert werden soll, soll der Netzanschluss neuer Kraftwerke mit Hilfe der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung gewährleistet werden. Einer horizontalen Entflechtung kommt daher vorrangig die Aufgabe zu, die bestehenden strukturellen Markteintrittsbarrieren auf der Erzeugerstufe abzusenken. Hier stellt sich die Frage, ob die eben erwähnte Kraftwerks-Netzanschlussverordnung dies nicht mit weniger einschneidenden Mitteln bewirken kann. Auch ist auf die strukturelle Nachhaltigkeit der Maßnahme hinzuweisen. Einer möglichen Rekonzentration auf Erzeuger-

[594] Die ab 2009 geltende Anreizregulierung sieht eine Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap-Regulierung) vor. Zur Anreizregulierung vgl. Kapitel 5.

ebene gilt es im Rahmen der Fusionskontrolle unbedingt vorzubeugen.

609. Auch wenn die eigentumsrechtliche Entflechtung dazu beiträgt, einzelne wichtige Probleme zu lösen, besteht die Gefahr, dass sowohl die Investitionsanreize der Netzbetreiber/-eigentümer als auch der Kraftwerksbetreiber/-eigentümer reduziert werden.[595] Dies kann mehrere Ursachen haben. Eine wichtige ist, dass ein Netzbetreiber nicht mehr an den Gewinnen der Erzeugung und des Vertriebs beteiligt ist. Bei einem Netzausfall oder Kapazitätsengpass verliert der Netzbetreiber zwar seine Erlöse aus Netzentgelten, aber er berücksichtigt nicht, dass auch Erlöse in der Erzeugung und im Vertrieb entfallen. Ein integriertes Energieversorgungsunternehmen hat dagegen ein stärkeres Interesse daran, dass sein Netz nicht ausfällt bzw. Energie geliefert werden kann. Darüber hinaus besteht bei einer vertikalen Entflechtung unter anderem die Gefahr, dass sich die hohen spezifischen Investitionen in das Netz nicht hinreichend amortisieren, mit der Folge, dass der Netzbetreiber zu wenig in die Netze investiert. Dagegen besteht bei einer horizontalen Trennung von Erzeugungskapazitäten die Gefahr, dass eine optimale Risikodiversifizierung für die Kraftwerksbetreiber nicht mehr möglich ist. Dies hätte zur Folge, dass die Investitionsbereitschaft dieser Unternehmen ebenfalls sinken würde. Um mögliche Unterinvestitionen in Erzeugungs- und Netzanlagen zu vermeiden, bedarf es bei einer weitergehenden Entflechtung hinreichender Anreize sowie quantitativer und qualitativer Regulierungsmaßnahmen.

610. Eine „echte“ eigentumsrechtliche Trennung stellt darüber hinaus einen erheblichen Eingriff in die privaten Eigentumsrechte dar. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang vor allem Artikel 14 GG und Artikel 1 des Ersten Zusatzprotokolls zur Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten. Erst nach langwierigen und über viele Jahre andauernden gerichtlichen Verfahren wird mit einer tatsächlichen Entflechtung zu rechnen sein.

611. Ein weiteres Modell ist der „Aktiensplit“. Auch hier findet eine Aufspaltung eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens in eine Gesellschaft für die Erzeugung bzw. den Gasimport und den Vertrieb sowie eine Gesellschaft für den Netzbetrieb statt. Die Aktionäre erhalten im Gegenzug für eine alte Aktie von jeder der beiden neuen Gesellschaften eine neue Aktie. Die Netzgesellschaft wird hierdurch rechtlich unabhängig und hat einen vom übrigen Unternehmensverbund personell getrennten Vorstand und Aufsichtsrat. Im Falle einer horizontalen Separierung der Kraftwerke würden die Anteilseigner mehrere Kraftwerksaktien erhalten. In beiden Fällen ist über Kauf- bzw. Verkaufsauflagen sicherzustellen, dass der vorgenommene Aktiensplit zu einer dauerhaften Trennung führt. Hinter dem Aktiensplit steckt die Überlegung, dass die Eigentümerstruktur eines Unternehmens sich im Zeitablauf ändert, wenn die Aktien eines Unternehmens kontinuierlich gehandelt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass die Aktien breit gestreut sind. Derzeit befindet sich von den Verbundunternehmen nur die E.ON AG zu einem überwiegenden Teil in privatem Streubesitz, während staatliche und kommunale Akteure signifikante Beteiligungen an den anderen deutschen Verbundunternehmen besitzen.[596] Der durch einen Aktiensplit mögliche und voneinander losgelöste Handel von „Erzeugeraktie“ und „Netzaktie“ ist angesichts der momentanen Aktionärsstruktur der vier Verbundunternehmen nur schwer vorstellbar.[597] Es kann davon ausgegangen werden, dass die Aktionäre in beiden Gesellschaften auf eine gleichartige Unternehmensstrategie hinwirken, um ihren Gewinn zu maximieren.[598]

612. Eine mit weniger starken Grundrechtseingriffen versehene Alternative, die aber bei einer sachgerechten Ausgestaltung nahezu die gleiche Wirkung wie eine eigentumsrechtliche Entflechtung hat, stellt das Modell des unabhängigen Systembetreibers (Independent System Operator, ISO) dar. Bei diesem Modell verbleiben die Netzanlagen im Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens. Das Modell des unabhängigen Systembetreibers stellt insoweit eine konsequente Fortführung der Regelungen zur rechtlichen, operationellen, informationellen und buchhalterischen Entflechtung nach dem Energiewirtschaftsgesetz dar. Ein wesentlicher Vorteil des ISO-Modells ist, dass sich die Netze einfacher regelzonenübergreifend und mittelfristig auch grenzüberschreitend zusammenschließen lassen, wodurch die europäische Netzinfrastruktur weiter verbessert werden kann.[599] Die Monopolkommission hatte diese Lösung seinerzeit im Fünfzehnten Hauptgutachten nicht näher ausgearbeitet, da sie einige Risiken eigener Art begründet.[600] So bedürfen die Regelungen über die Corporate Governance großer Aufmerksamkeit, damit sich diese Risiken nicht verwirklichen. Es ist eindeutig zu klären, wer der unabhängige Netzbetreiber sein soll, wie sich Vorstand und Aufsichtsrat zusammensetzen, wer über Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen entscheidet und diese finanziert und wer zu welchen Anteilen an den Erträgen des Netzbe-

---

595 Vgl. hierzu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007, Tz. 46–48.

596 Vgl. nachfolgend die Seiten A.4 (EnBW), A.14 (E.ON), A.23 (RWE) und A.27 (Vattenfall) im Anhang dieses Gutachtens. So befindet sich die auf dem deutschen Energiemarkt tätige Vattenfall Europe AG fast zu 100 Prozent im Besitz der Vattenfall AB, die sich wiederum vollständig im schwedischen Staatsbesitz befindet. Bei der RWE AG erreichen kommunale Anleger einen Anteil von etwa 27 Prozent und verfügen damit über eine Sperrminorität. Die Anteile an der EnBW AG teilen sich mit jeweils 45,01 Prozent der Aktien der kommunale Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (ZOE) und das französische Staatsunternehmen Électricité de France (EDF).

597 Hinzu kommen die Weiterverteiler, die sich zu einem überwiegenden Teil fast vollständig in kommunalem Besitz befinden. Vgl. dazu auch die Aktionärsstruktur von Energieversorgungsunternehmen im Ausland.

598 Davon ist auch auszugehen, wenn die Aktien eines staatlich kontrollierten Energieversorgungsunternehmens von zwei unterschiedlichen Ministerien gehalten werden oder für den Netzbetrieb der Bund und für die anderen Angebotsaktivitäten die Länder zuständig sind.

599 Vgl. die Initiativen der ERGEG zur verstärkten grenzüberschreitenden Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern; vgl. auch Abschnitt 2.3.

600 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz. 254* und 1206.

triebs beteiligt wird. Eine über die Höhe der Pachtzahlung mögliche Quersubventionierung gilt es dabei auszuschließen.

6.3 Fazit und Empfehlungen der Monopolkommission

613. Es gilt zu attestieren, dass alle in Rede stehenden Entflechtungsvorschläge Wettbewerbspotentiale eröffnen. Zugleich sind diese Vorschläge aber auch mit nicht unerheblichen ökonomischen Risiken und rechtlichen Problemen verbunden. Eine „beste" Möglichkeit scheint es hier nicht zu geben. Zudem scheint der Zeitpunkt für eine weitergehende Entflechtung unangemessen, da die bisherigen Maßnahmen noch keine Wirkung entfalten konnten. Oberste Priorität sollte es aus Sicht der Monopolkommission sein, die bestehende Netzregulierung zu festigen.

614. Vor dem Hintergrund der bestehenden Netzregulierung sieht die Monopolkommission das hauptsächliche Wettbewerbsproblem in der horizontalen Konzentration der Erzeugerstufe. Aufgrund der voranstehenden Erwägungen plädiert sie daher für die Einführung eines zeitlich befristeten Moratoriums für die Erweiterung von Erzeugungskapazitäten durch die marktbeherrschenden Energieversorgungsunternehmen, damit konkurrierende Erzeugungskapazitäten durch andere Unternehmen aufgebaut werden können. Erst wenn die Energieversorgungsunternehmen die grenzüberschreitenden Leitungsengpässe beseitigen und/oder der Marktanteil an der Erzeugung erheblich gesunken ist, ist über eine Aufhebung des Moratoriums zu befinden. Hierzu bedarf es einer regelmäßigen Überprüfung der Marktsituation durch die Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden. Es liegt somit in der Hand der Energieversorgungsunternehmen, das Ende des Moratoriums herbeizuführen, indem sie die grenzüberschreitenden Leitungsengpässe beseitigen.

615. Weiterhin sind die von der Monopolkommission zusammengestellten Maßnahmenbündel für den Elektrizitäts- und Gasmarkt durch alle Beteiligten sachgerecht und zeitnah umzusetzen. Neben der weiteren Verbesserung der Maßnahmen zum Legal Unbundling, insbesondere zur operationellen und informationellen Entflechtung, sind weitere Vorkehrungen für eine diskriminierungsfreie, marktorientierte und transparente Regelzonen- und Engpassbewirtschaftung zu treffen, Kraftwerks-, LNG- und Speicherprojekte zu fördern, enge Regelungen zum Börsenhandel zu fassen, sowohl nationale als auch internationale Zusammenschlussvorhaben kritisch zu hinterfragen und den Netzbetreibern über die Anreizregulierung hinreichende (Investitions-)Anreize zu gewähren. Darüber hinaus sind auf europäischer Ebene die Kompetenzen der europäischen Regulierer im Rahmen der ERGEG bei grenzüberscheitenden Sachfragen zu stärken.

616. Auch wenn heute noch von keinem hinreichenden Durchleitungswettbewerb gesprochen werden kann, so wurden seit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Juli 2005 nicht unerhebliche Fortschritte erzielt. So sind die mit der Netzregulierung bisher gemachten Erfahrungen durchaus als positiv zu bewerten. Es bleibt anzumerken, dass insbesondere der Endverbraucher, ob Industrie- oder HuK-Kunde, durch sein Informations- und Verbrauchsverhalten sowie seine Wechselbereitschaft maßgeblich dazu beitragen kann, wie sich der Wettbewerb auf dem Energiemarkt entwickelt. Der Verbraucher muss erst für die freie Anbieterwahl sensibilisiert werden.

Bonn, im November 2007

Jürgen Basedow

Jörn Aldag Justus Haucap Peter-Michael Preusker Katharina M. Trebitsch

ANHANG

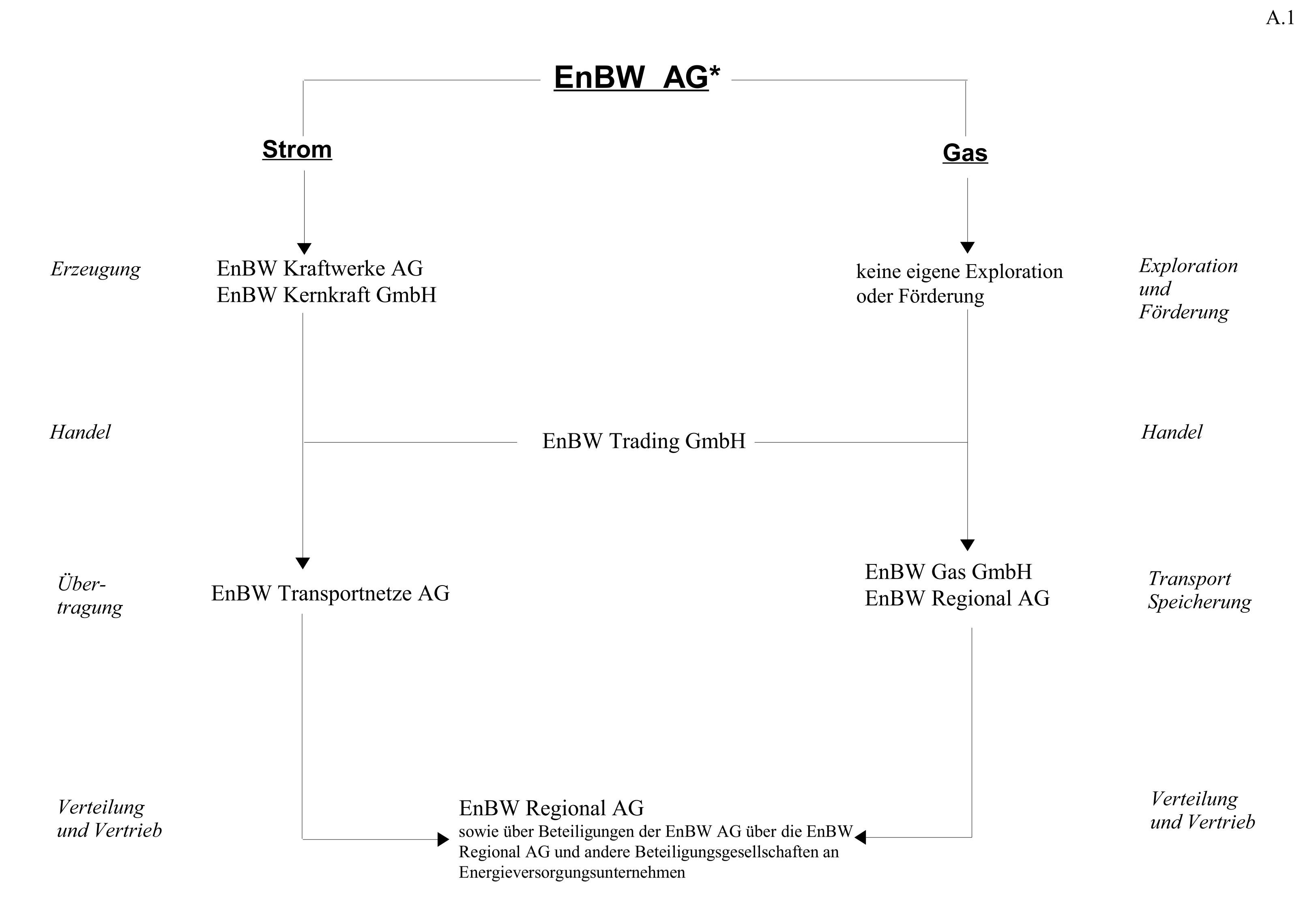
Anmerkungen:

Der Anhang illustriert vertikale Verflechtungen der vier Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe auf überregionaler und regionaler Ebene. Hierdurch soll eine Vorstellung möglicher Marktverschlusseffekte vermittelt werden, die sich aus den zahlreichen und maßgeblichen Beteiligungen der Verbundunternehmen an nachgelagerten Energieversorgungsunternehmen ergeben können.

Als Datenbasis dienten die aktuellen Geschäftsberichte der vier Verbundunternehmen und ihrer Tochtergesellschaften, die Hoppenstedt-Konzernstrukturdatenbank, die VDEW-Jahresstatistik 2005 und die 126. Gasstatistik des BGW. Zusätzlich wurden die Internetseiten der Energieversorgungsunternehmen herangezogen und die Unternehmen in einigen Fällen direkt befragt. Die Quellen sind an den entsprechenden Stellen gekennzeichnet. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Stromabgabemengen der konsolidierten Tochterunternehmen in der Stromabgabemenge des Unternehmens, das die Mehrheitsbeteiligung hält, bereits enthalten sind. Dies bedeutet z. B. für die E.ON AG, dass die Stromabgabemenge des E.ON Konzerns an Endverbraucher in der Regel die Mengen aller konsolidierten Tochterunternehmen beinhaltet. Ein Aufaddieren der einzelnen Stromabgabemengen würde demnach zu Doppelzählungen führen. Zudem enthält die Gasstatistik zum Teil Doppelzählungen, da die von Weiterverteilern bezogenen Mengen wieder an andere Weiterverteiler verkauft wurden.

Die Erstellung der Übersichten war mit einigen Erhebungsproblemen verbunden. So sind nicht alle der aufgeführten Energieversorgungsunternehmen in der VDEW-Statistik bzw. der BGW-Statistik enthalten. Die fehlenden Abgabemengen wurden daher größtenteils aus Veröffentlichungen auf den Internetseiten der jeweiligen Versorger entnommen, wobei die Angaben zu den Abgabemengen nicht immer einheitlich waren. Darüber hinaus war auffällig, dass die Verbundunternehmen bzw. ihre Regional- und Vertriebstöchter nicht alle Informationen zu den entsprechenden Beteiligungen in transparenter Form zugänglich machten. Vor diesem Hintergrund soll der Anhang lediglich einen möglichst detaillierten Überblick über die Beteiligungsverhältnisse geben. Ein Anspruch auf Vollständigkeit kann somit nicht erhoben werden.

A.1



*Quelle: Eigene Erhebungen auf Basis der Hoppenstedt-Konzernstrukturdatenbank sowie von Geschäftsberichten und Internetinformationen der Unternehmen

A.2

Wesentliche Mehrheitsbeteiligungen der EnBW AG an Energieversorgungsunternehmen*

- e.wa riss GmbH & Co.KG (50,00%) [177 (709,5 GWh)] <213 (150,8 GWh)>
- Elektrizitätswerk Aach eG (100,00%) <438 (30,0 GWh)>
- Elektrizitätswerk Armbruster GmbH & Co.KG (83,33%) <k.A.>
- Elektrizitätswerk Braunsbach-Tullau GmbH (100,00%) <~287 (83,3 GWh)>
- Elektrizitätswerk Weißenhorn AG (62,89%) <371 (50,5 GWh)>
- EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG (99,72%) [191 (658,8 GWh)] <37 (2.241,3 GWh)>
- Energiedienst AG (75,97%) <33 (2.489,5 GWh)>
- Energiedienstleistungen Rhein-Neckar (50,00%) [k.A.] <k.A.>
- Energieversorgung Gaildorf OHG (100,00%) [574 (100,2 GWh)] <284 (86,3 GWh)>
- Energieversorgung Raum Friedrichshafen (100,00%) <k.A.>
- ENSO Energie Sachsen Ost GmbH (50,3%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 14,47%. Die ENSO Energie Sachsen Ost GmbH ist zu 68,91% an der ENSO Strom AG beteiligt, an der die Vattenfall Europe AG zu 29,13% beteiligt ist. Die Stromabgabe der ENSO Energie Sachsen Ost GmbH läuft über die ENSO Strom AG)* [18 (8.671,9 GWh)] <~16 (6.469,0 GWh)>
- Erdgas Südwest GmbH (79,00%) [41 (3.559,8 GWh)]
- Gasversorgung Dornstadt GmbH (50,00%) [646 (39,0 GWh)]
- Gasversorgung Sachsenheim GmbH (50,00%) [~653 (30,0 GWh)]
- Gasversorgung Süddeutschland GmbH (50,00%) *(Ferngasgesellschaft)* [4 (18.942,1 GWh)]
- Gasversorgung Unterland GmbH (88,26%) [k.A.]
- NaturEnergie AG (75,97%) <k.A.>
- Pflumm Elektrizitätswerk GmbH & Co.KG (50,001%) <k.A.>
- SW Düsseldorf AG (54,95%) [13 (11.120,8 GWh)] <23 (4.363,7 GWh)>
- SW Schramberg GmbH & Co.KG (50,00%) [341 (317,1 GWh)] <~329 (279,9 GWh)>
- Watt Deutschland GmbH (100,00%) <~39 (1.965,0 GWh)>
- Yello Strom GmbH (Stromabgabe an Endkunden deutschlandweit; ab 01.10.07 auch Gasabgabe an Endkunden, *Quelle: Pressemitteilung Yello Strom GmbH 26.04.2007*) (100,00%) <k.A.>
- ZEAG Energie AG (88,26%) <70 (899,4 GWh)>

*Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 02.08.07; Beteiligungen sowohl direkt als auch über Beteiligungsgesellschaften oder Konzerntöchter wie die GESO GmbH oder die EnBW Regional AG

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die EnBW AG hat die Ranking-Nummer 3 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 58.425,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.3

Wesentliche Minderheitsbeteiligungen der EnBW AG an Energieversorgungsunternehmen*

- Albwerk GmbH & Co.KG (25,10%) <88 (621,5 GWh)>
- DREWAG-Stadtwerke Dresden GmbH (35,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG über die Thüga AG mit 10,0%)* [49 (3.235,8 GWh)] <31 (2.937,1 GWh)>
- Elektrizitätswerk Calw GmbH (48,82%) <306 (76,6 GWh)>
- Elektrizitätswerk Mittelbaden AG & Co.KG (34,74%) <51 (1.306,1 GWh)>
- eneRegio GmbH (25,10%) <390 (44,7 GWh)>
- Energie- und Wasserversorgung Bruchsal (25,10%) [360 (290,5 GWh)] <167 (211,5 GWh) >
- Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH (49,00%) [374 (268,9 GWh)] <224 (133,0 GWh)>
- Energieversorgung Oberes Wiesental GmbH (24,00%) [644 (42,0 GWh)] <487 (14,4 GWh)>
- Energieversorgung Rottenburg am Neckar (49,00%) [666 (9,8 GWh)]
- Energieversorgung Südbaar GmbH (37,99%) [604 (78,3 GWh)] <k.A.>
- EnRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co.KG (25,10%) [178 (708,3 GWh)] <172 (203,7 GWh)>
- FairEnergie GmbH (24,90%) [33 (4.499,9 GWh)] <~81 (762,6 GWh)>
- FREITALER STROM + GAS GmbH (30%*; ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG über die Thüga AG mit 15,0%)* [297 (381,5 GWh)] <k.A.>
- Gasversorgung Pforzheim Land GmbH (49,00%) [~219 (572,9 GWh)]
- Gasversorgung Pirna GmbH (10,60%) [340 (317,3 GWh)]
- Heilbronner VersorgungsGmbH (25,10%) [77 (2.005,3 GWh)]
- Meißener SW GmbH (49,00%) [275 (443,9 GWh)] <247 (114,0 GWh)>
- MVV Energie AG (15,07%) [25 (6.104,6 GWh)] <19 (5.818,3 GWh)>
- Stromversorgung Pirna GmbH (49,00%) <267 (98,6 GWh)>
- SW Backnang GmbH (49,00%) [384 (257,3 GWh)]
- SW Bad Herrenalb GmbH (30,00%) <~479 (18,4 GWh)>
- SW Bad Säckingen GmbH (26,30%) [466 (185,2 GWh)] <~430 (76,0 GWh)>
- SW Buchen GmbH & Co.KG (3,78%) [433 (210,4 GWh)] <336 (60,2 GWh)>
- SW Elbtal (30,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG über die Thüga AG zu 19,00%*) [249 (481,7 GWh)] <~173 (202,0 GWh>)
- SW Ellwangen GmbH (25,10%) [446 (198,9 GWh)]
- SW Emmendingen GmbH (49,90%) <k.A.>
- SW Esslingen am Neckar GmbH & Co.KG (49,88%) [126 (1.039,1 GWh)]
- SW Fellbach GmbH (12,01%) [311 (360,6 GWh)] <~188 (204,4 GWh)>
- SW Freudenstadt GmbH & Co.KG (25,10%) [434 (210,1 GWh)] <k.A.>
- SW Giengen GmbH (25,10%) [417 (224,7 GWh)]
- SW Karlsruhe GmbH (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 10,00%*) [26 (5.662,6 GWh)] <42 (1644,0 GWh)>
- SW Nürtingen GmbH (29,41%) [407 (235,4 GWh)] <206 (161,6 GWh)>
- SW Oberkochen GmbH (25,10%) <k.A.>
- SW Schwäbisch Gmünd GmbH (25,10%) [225 (553,1 GWh)] <145 (252,0 GWh)>
- SW Sindelfingen GmbH (25,10%) [~323 (337,5 GWh)] <~148 (287,3 GWh)>
- SW Stockach GmbH & Co.KG (25,10%) [607 (75,1 GWh)] <302 (78,8 GWh)>
- SW Weinheim GmbH (39,72%) [279 (429,3 GWh)] <194 (176,9 GWh)>
- SW Zittau GmbH (25,10%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG über die Thüga AG mit 14,9%)* [318 (345,0 GWh)] <315 (68,0 GWh)>
- Stromversorgung Sulz am Neckar GmbH (10,00%) <459 (24,4 GWh)>
- Technische Werke Schussental GmbH & Co.KG (25,10%) [~90 (1.576,2 GWh)]

*Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 02.08.07; Beteiligungen sowohl direkt als auch über Beteiligungsgesellschaften oder Konzerntöchter wie die GESO GmbH oder die EnBW Regional AG

%-Angaben sind Kapitalanteile
SW = Stadtwerke
k.A.: keine Angaben

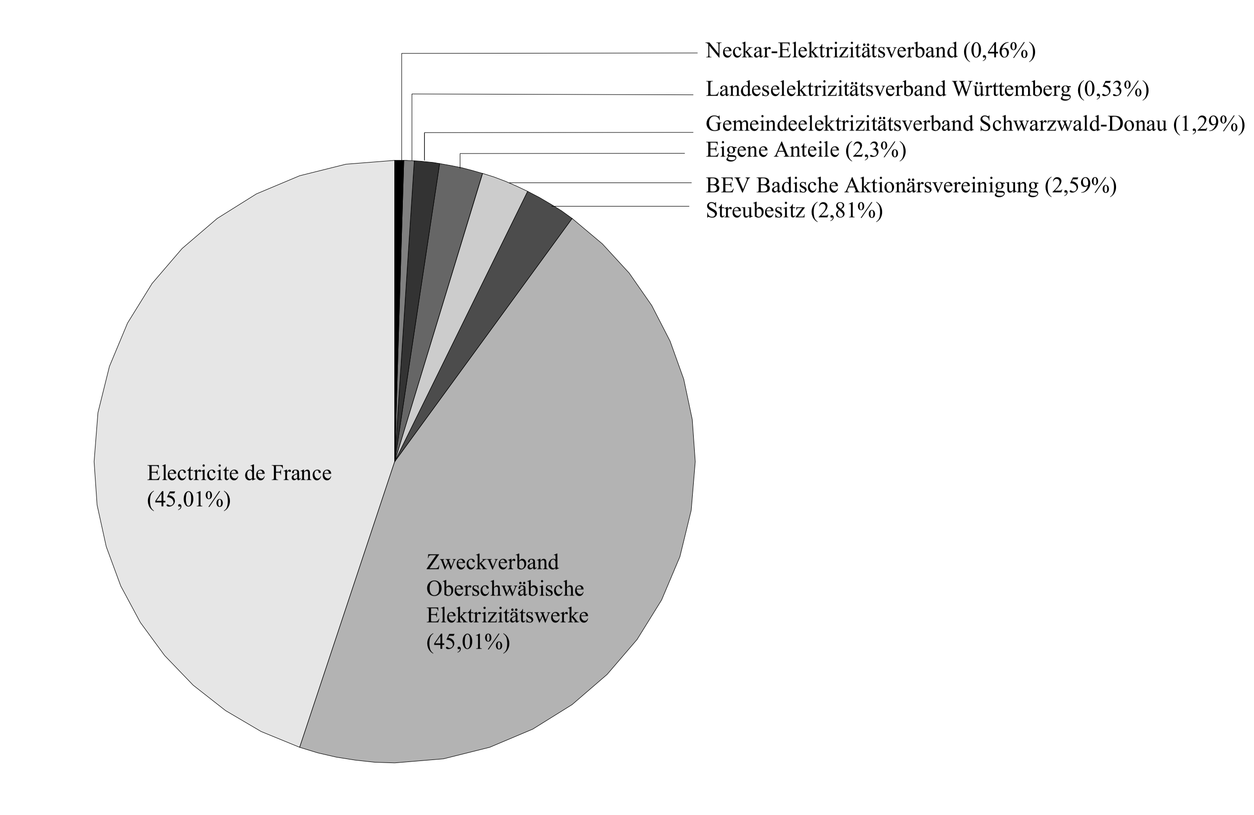
[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die EnBW AG hat die Ranking-Nummer 3 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 58.425,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.4

Anteilseigner der EnBW AG*



* Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 26.07.07

A.5

Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der EnBW AG in Deutschland*

Steinkohle
- Heizkraftwerk Altbach/Deizisau
  1200 MW
- Heizkraftwerk Heilbronn
  1020 MW
- Kraftwerk Walheim
  103 MW
- Großkraftwerk Mannheim AG
  (EnBW AG 32,00%; RWE Power AG 40,00%; MVV RHE AG 28,00%)
  (www.gkm.de)
  1700 MW
- Heizkraftwerk Pforzheim
  (EnBW AG 30,00%; Stadtwerke Pforzheim GmbH 55,00%; Thüga AG 10,00%; Gesellschaft für kommunale Verkehrs- und Versorgungsanlagen mbH 5,00%)
  (www.stadtwerke-pforzheim.de)
  100 MW
- Kraftwerk Bexbach
  (EnBW AG 50,00%; E.ON Kraftwerke GmbH 8,34%; STAWAG AG 16,66%; STEAG AG 25,00%)
  714 MW (netto)

Braunkohle
- Kraftwerk Lippendorf
  (EnBW AG 25,0%; Vattenfall Europe Generation AG 50,0%; E.ON AG Generation 50,0%; E.ON AG 25,0%)
  (Quelle: E.ON Kraftwerke GmbH)
  1730 MW (netto)

Öl
- Kraftwerk Walheim
  103 MW
- Kraftwerk Marbach
  395 MW

Gas
- Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg
  60 MW
- Rheinhafen-Dampfkraftwerk
  1260 MW
- Heizkraftwerk Stuttgart-Münster
  164 MW

Wasser
- Rheinkraftwerk Iffezheim
  108 MW
- Pumpspeicherwerk Glems
  90 MW
- Rudolf-Fettweis-Werk Forbach
  68 MW
- Illerkraftwerke
  48 MW
- Schluchseewerke AG
  (EnBW AG 50,00% *(inklusive Beteiligungen über Beteiligungs-gesellschaften)*; RWE Power AG 50,0%)
  (www.schluchseewerk.de)
  1700 MW

Kernkraft
- Kernkraftwerk Neckarwestheim
  (EnBW AG 98,45%; ZEAG Energie AG 1,30%; Deutsche Bahn AG 0,2%; Kernkraftwerk Obrigheim GmbH 0,05%)
  (www.gkn-gmbh.de)
  2240 MW
- Kernkraftwerk Philippsburg
  2384 MW

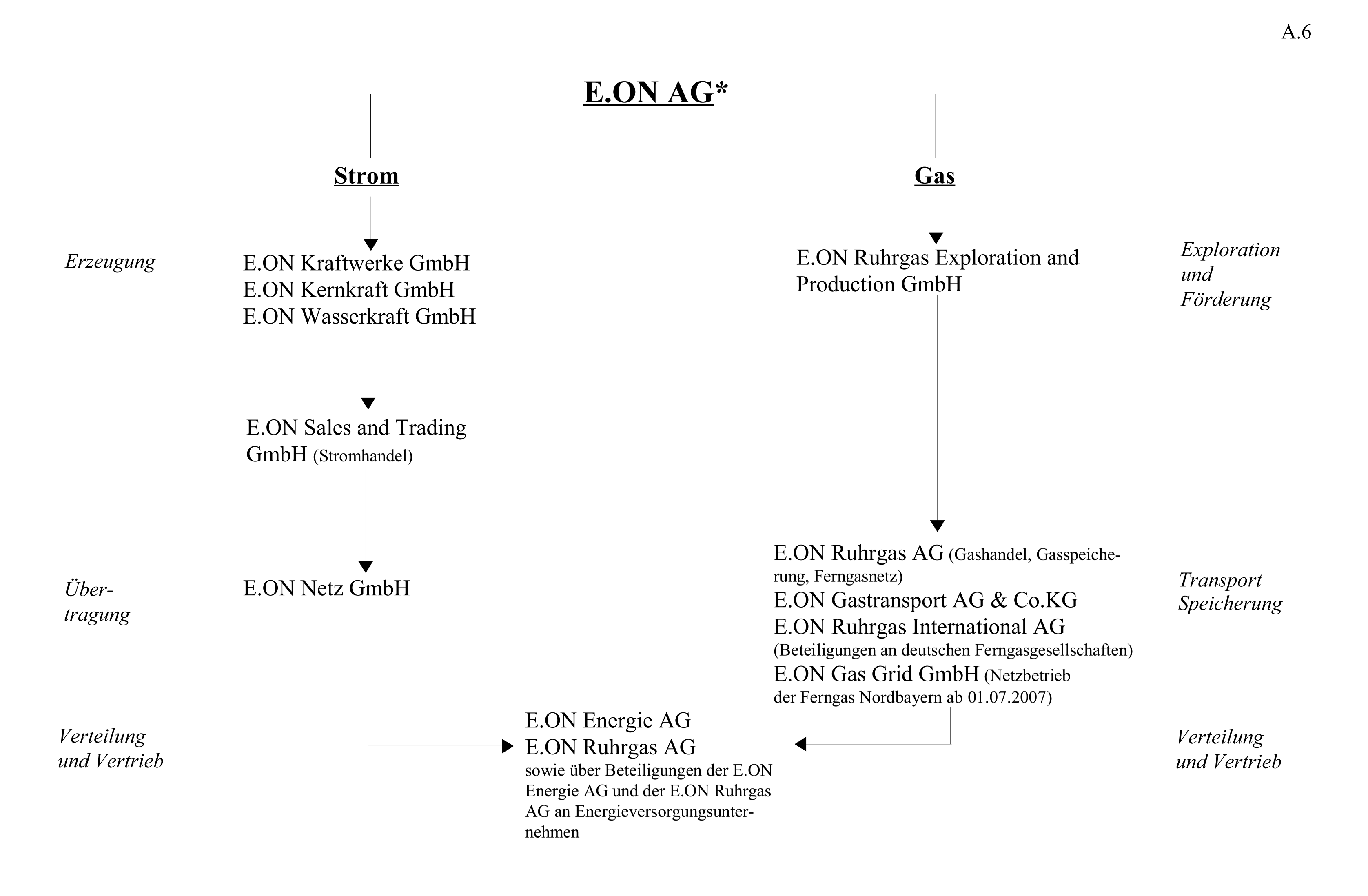
---

* Quelle: EnBW Kraftwerke AG, EnBW Kernkraft GmbH; Kraftwerke, bei denen verschiedene primäre Energieträger zum Einsatz kommen, werden bei jedem Energieträger aufgeführt, wodurch es vereinzelt zu Mehrfachnennungen kommt; nicht aufgeführt sind Beteiligungen an Stadtwerken mit eigener Erzeugungskapazität

MW = Megawatt
(Angaben sind die elektrische Leistung, soweit nicht anders angegeben)

Anm.: Die Megawatt-Angabe zum Kraftwerk Lippendorf stimmt nicht mit der Angabe in Abb.7 aus "Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung 2006" (Schwarz, Lang, Zimmer; Erlangen-Nürnberg) überein.

A.6



*Quelle: Eigene Erhebungen auf Basis der Hoppenstedt-Konzernstrukturdatenbank sowie von Geschäftsberichten und Internetinformationen der Unternehmen

A.7

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Energie AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (I)*

E.ON Avacon AG (66,9%) <11 (10.470,6 Gwh)>

Mehrheitsbeteiligungen
- LandE GmbH (69,57%) [120 (1.082,2 GWh]) <~154>
- SVO Energie GmbH (64,00%) [83 (1.905,8 GWh)] <63 (1.094, 9 GWh>

Minderheitsbeteiligungen
- Energieversorgung Sehnde GmbH (30,00%) [k.A.] <k.A.>
- Energiewerke Isernhagen GmbH (49,00%) [~412 (230,0 GWh)] <~262 (104,0 GWh)>
- Gaswerk Wunstorf GmbH&Co.KG (15,00%) [308 (364,7 GWh)]
- Städtische Werke Magdeburg GmbH (26,67%) [71 (2.162,9 GWh)] <72 (863,9 GWh)>
- Stromversorgung Zerbst GmbH&Co.KG (30,00%) <~274 (95,1 GWh)>
- SW Altmärkische Gas-, Wasser-, und Elektrizitätswerke GmbH Stendal (37,45%) [236 (525,8 GWh)] <~223 (135,0 GWh)>
- SW Blankenburg GmbH(30,00%) [495 (162,2 GWh)] <427 (33,4 GWh)>
- SW Böhmetal GmbH (19,90%) [~292 (390,0 GWh)] <~251 (110,0 GWh)>
- SW Burgdorf GmbH (49,00%) [~473 (180,0 GWh)] <~276 (89,0 GWh)>
- SW Garbsen GmbH (24,90%) [259 (466,7 GWh)] <200 (168,3 GWh)>
- SW Neustadt a.Rbge. GmbH & Co.KG (24,90%) [327 (332,5 GWh)] <217 (142,2 GWh)>
- SW Nienburg/Weser GmbH (27,68%) [343 (314,9 GWh)]
- SW Wolfenbüttel GmbH(26,00%) [280 (428,6 GWh)] <208 (153,2 GWh)>
- SW Wolmirstedt GmbH(49,40%) [582 (93,0 GWh)] <450 (27,0 GWh)>
- Wasser- und Energieversorgungs-GmbH Salzgitter (10,00%) [~125 (1.030,0 GWh)]

E.ON edis AG (72,9%) <8 (11.741,5 Gwh)>

Minderheitsbeteiligungen
- Energie und Wasser Potsdam GmbH (35,00%) [75 (2.029,0 GWh)] <109 (431,6 GWh)>
- EVV Elektrizitätsversorgungsgesellschaft Velten mbH (35,00%) <~346 (56,5 GWh)>
- Gasversorgung Greifswald GmbH (49,00%) [189 (677,5 GWh)]
- Havelstrom Zehdenick GmbH (49,00%) <~440 (29,4 GWh)>
- Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt (49,00%) <~311 (74,0 GWh)>
- Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH (29,00%) [430 (212,3 GWh)] <~286 (85,3 GWh)>
- Städtische Werke Brandenburg an der Havel GmbH (36,75%) [107 (1.293,7 GWh)] <158 (224,4 GWh)>
- Stromversorgung Angermünde GmbH (49,00%) <495 (11,7 GWh)>
- SW Barth GmbH (49,00%) [601 (79,4 GWh])< k.A.>
- SW Eberswalde GmbH (37,00%) [257 (476,5 GWh)] <~275 (91,2 GWh)>
- SW Frankfurt (Oder) GmbH (39,00%) [196 (637,7 GWh)] <168 (207,2 GWh)>
- SW Ludwigsfelde GmbH (29,00%) [521 (142,0 GWh)] <406 (39,7 GWh)>
- SW Premnitz GmbH (35,00%) [620 (67,5 GWh)]
- SW Pritzwalk GmbH (49,00%)8[k.A.] <~401 (41,7 GWh)>
- SW Ribnitz-Damgarten GmbH (39,00%) [550 (121,4 GWh)]
- SW Schwedt GmbH (37,755%) [599 (81,3 GWh)] <322 (65,3 GWh)>
- SW Torgelow GmbH (9,82%) [622 (65,7 GWh)]
- SW Wismar GmbH (49,00%) [139 (894,4 GWh)] <301 (78,9 GWh)>
- SWS Energie GmbH (49,00%) [244 (508,3 GWh)] <179 (194,9 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.8

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Energie AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (II)*

E.ON Bayern AG (100,0%) <5 (17.200,0 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen
- Bayerische Rhöngas GmbH (50,00%) [265 (457,8 GWh)]
- Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH (100%) <k.A.>
- Energieversorgung Buching-Trauchgau GmbH (50,00%) <482 (15,9 GWh)>
- Energieversorgung Ittling AG & Co. KG (66,82%) <k.A.>
- Gasversorgung Bad Rodach GmbH (50,00%) [654 (29,6 GWh)]
- Gasversorgung Ebermannstadt GmbH (50,00%) [648 (38,0 GWh)]
- Gasversorgung Unterfranken GmbH (50,00%) [78 (1.998,5 GWh)]
- Gasversorgung Wunsiedel GmbH (50,00%) [593 (84,9 GWh)]
- REGAS GmbH & Co.KG (50,00%) [663 (13,2 GWh)]
- Strom Germering GmbH (90,00%) <~274 (94,1 GWh)>
- Stromversorgung Ruhpolding GmbH (100,00%) <344 (57,2 GWh)<
- SVH Stromversorgung Haar GmbH (50,00%) <~258 (108,0 GWh>

Minderheitsbeteiligungen
- BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs-GmbH (24,90%) [144 (873,3 GWh)] <~84 (703,9 GWh)>
- EFG Erdgas Forchheim GmbH (24,90%) [483 (171,9 GWh)]
- Energieversorgung Alzenau (EVA) (49,99%) [~455 (192,6 GWh)] <~326 (63,1 GWh)>
- Energieversorgung Gemünden GmbH (49,00%) <~433 (30,8 GWh)>
- EZV Energie- und Service GmbH & Co.KG Untermain (28,90%) <310 (74,9 GWh)>
- Ferngas Nordbayern GmbH (16,90%; *die E.ON AG ist außerdem über die E.ON Ruhrgas AG zu 53,10% beteiligt) (Ferngasgesellschaft)* [15 (30.077,5 GWh)]

Minderheitsbeteiligungen
- Frankengas GmbH (10,88%; *die E.ON AG ist außerdem über die Thüga AG zu 10,00% beteiligt)* [k.A].
- Gasversorgung Miltenberg-Bürgstadt GmbH (33,33%) [415 (226,5 GWh)]
- HEW Hof Energie+Wasser GmbH (19,90%) [160 (784,9 GWh)] <k.A.>
- infra fürth gmbh (19,90%) [106 (1.298,2 GWh)] <103 (513,2 GWh)>
- Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft (33,33%) <k.A.>
- Rewag Regensburger Energie- und Wasserversorgung AG & Co.KG (35,48%) [63 (2.573,5 GWh)] <52 (1.298,4 GWh)>
- SVI Stromversorgung Ismaning GmbH (49,00%) <~288 (82,7 GWh)>
- SW Bamberg Energie- und Wasserversorgungs GmbH (10,00%) [138 (927,2 GWh)] <114 (418,7 GWh)>
- SW Bogen GmbH (41,00%) <333 (61,1 GWh)>
- SW Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH (25,00%) <~367 (53,8 GWh)>
- SW Neunburg vorm Wald GmbH (24,90%) <372 (50,4 GWh)>
- SW Vilshofen GmbH (41,00%) [638 (48,8 GWh)] <330 (62,0 GWh)>
- SWN SW Neustadt GmbH (25,10%) [k.A.] <274 (95,3 GWh)>
- Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH (49,00%) [~667 (2,0 GWh)] <~487 (14,0 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.9

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Energie AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (III)*

E.ON Hanse AG (73,8%) [1 (43.068,2 GWh)] <21 (5.376,6 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen

- Energie und Wasser Wahlstedt/ Bad Segeberg GmbH&Co.KG (50,1%) [k.A.] <k.A.>
- Energieversorgung Othmarschen Park GmbH (100,00%) <k.A.>
- Stromversorgung Ahrensburg GmbH (100,00%) [k.A.] <k.A.>
- Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH (90,00%) [k.A.] <k.A.>

Minderheitsbeteiligungen

- e-werk Reinbek-Wentorf GmbH (17,5%; *die E.ON AG ist außerdem über die Thüga AG zu 21,45% beteiligt)* [~558 (114,0 GWh)] <~221 (139,7 GWh)>
- Gas- und Wärmedienst Börnsen GmbH (40,00%) [649 (37,5 GWh)] <~525 (1,2 GWh)>
- Gasversorgung Bad Bramstedt GmbH (25,00%) [k.A.]
- Gasversorgung Grevesmühlen GmbH(49,00%) [488 (168,6 GWh)]
- Gasversorgung Vorpommern GmbH (49,00%) [145 (864,5 GWh)]
- Gasversorgung Wismar Land GmbH (49,00%) [~490 (165,5 GWh)]
- Gemeindewerke Leck GmbH (49,9%) [630 (56,9 GWh)] <428 (33,4 GWh)>
- Stadtwerke Husum Gmbh (49,90%) [387 (252,6 GWh)] <246 (114,3 GWh)>
- SW Bad Bramstedt GmbH (35,00%) <346 (56,4 GWh)>
- SW Bredstedt GmbH (49,9%) <~477 (18,9 GWh)>
- SW Geesthacht GmbH (24,90%) [271 (450,6 GWh)] <~217 (141,9 GWh)>
- SW Lübz GmbH (25,0%; *ebenfalls beteiligt ist die Vattenfall Europe AG zu 20,0%*) [505 (155,7 GWh)] <~404 (39,9 GWh in 2004)>
- SW Niebüll GmbH (49,90%) [605 (75,6 GWh)] <411 (37,0 GWh)>
- SW Parchim GmbH (25,20%; *ebenfalls beteiligt ist die Vattenfall Europe AG zu 15,0%*) [398 (245,6 GWh)] <335 (60,3 GWh)>
- SW Tornesch GmbH (49,00%) [356 (292,0 GWh)] <404 (39,9 GWh)>
- SW Wittenberge GmbH (22,70%; *ebenfalls beteiligt ist die Vattenfall Europe AG zu 22,70%*) [~408 (234,4 GWh)] <370 (50,6 GWh)>
- SWN SW Neumünster GmbH (24,90%) [175 (721,8 GWh)] <105 (474,3 GWh)>

E.ON Mitte AG (73,3%) <20 (5.576,8 GWh)>

- Mehrheitsbeteiligungen
- SW Gelnhausen GmbH (100,00%) <k.A.>
- Minderheitsbeteiligungen
- EGF EnergieGesellschaft Frankenberg mbH (40,00%) [541 (128,3 GWh)] <303 (78,7 GWh)>
- EW Eichsfeldgas GmbH (49,00%) [149 (853,7 GWh)]
- Gasversorgung Biedenkopf GmbH (49,00%) [534 (133,4 GWh)]
- Gaswerk Bad Sooden Allendorf GmbH (49,00%) [592 (85,2 GWh)]
- Kreiswerke Gelnhausen GmbH (24,50%) <141 (265,7 GWh)>
- SW Bebra GmbH (20,00%) [585 (91,4 GWh)] <~364 (52,1 GWh)>
- SW Göttingen AG (48,90%) [79 (1.978,6 GWh)] <484 (15,4 GWh)>
- SW Weilburg GmbH (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 20,00%*) [477 (176,7 GWh)] <355 (54,7 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.10

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Energie AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (IV)*

E.ON Thüringer Energie AG (76,8%) <16 (6.540,0 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen

- Eisenacher Versorgungsbetriebe GmbH (25,10%) [~332 (328,5 GWh)] <~223 (135,4 GWh)>
- Energieversorgung Apolda GmbH (49,00%) [409 (232,0 GWh)] <k.A.>
- Energieversorgung Greiz GmbH (49,00%) [325 (338,3 GWh)] <324 (64,0 GWh)>
- Energieversorgung Inselsberg GmbH (20,00%) [410 (231,5 GWh)] <~312 (71,8 GWh)>
- Energieversorgung Nordhausen GmbH (44,20%) [240 (520,9 GWh)] <219 (140,6 GWh)>
- Energieversorgung Rudolstadt GmbH (23,90%; *die E.ON AG ist außerdem über die Thüga AG zu 25,10% beteiligt)* [485 (171,4 GWh)] <317 (66,7 GWh)>
- Energiewerke Zeulenroda GmbH (49,00%) [543 (126,0 GWh)] <362 (52,7 GWh)>
- SW Arnstadt GmbH (44,00%) [359 (290,6 GWh)] <293 (80,4 GWh)>
- SW Bad Langensalza GmbH (40,00%) [465 (186,2 GWh)] <273 (95,5 GWh)>
- SW Eisenberg GmbH (49,00%) [k.A.] <340 (58,8 GWh)>
- SW Gotha GmbH (48,00%) [187 (692,6 GWh)] <186 (185,0 GWh)>
- SW Jena-Pößneck GmbH (10,00%) [255 (477,2 GWh)] <~87 (632,0 GWh)>
- SW Leinefelde GmbH (49,00%) <248 (114,0 GWh)>
- SW Mühlhausen GmbH (23,90%; *die E.ON AG ist außerdem über die Thüga AG zu 25,10% beteiligt)* [301 (372,0 GWh)] <241 (119,1 GWh)>
- SW Neustadt a.d. Orla GmbH (20,00%) [590 (88,5 GWh)] <395 (43,8 GWh)>
- SW Saalfeld GmbH (16,00%) [380 (264,1 GWh)] <278 (88,6 GWh)>
- SW Sondershausen GmbH (23,90%; *die E.ON AG ist außerdem über die Thüga AG zu 25,10% beteiligt)* [~465 (186,0 GWh)] <~344 (57,2 GWh)>
- SW Stadtroda GmbH (24,90%) [~637 (50,5 GWh)] <~483 (15,6 GWh)>
- SW Suhl/Zella-Mehlis GmbH (44,42%) [157 (796,0 GWh)] <177 (197,4 GWh)>
- SW Weimar Stadtversorgungs-GmbH (49,00%) [206 (613,4 GWh)] <210 (152,0 GWh)>
- SWE Strom und Fernwärme GmbH (44,50%) <68 (943,2 GWh)>
- Technische Werke Delitzsch GmbH (25,10%) [420 (221,6 GWh)] <221 (140,3 GWh)>

E.ON Westfalen Weser AG (62,8%) [35 (4.288,9 GWh)] <15 (6.806,0 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen

- Blomberger Versorgungsbetriebe GmbH (50,00%) [~603 (78,5 GWh)] <~317 (67,3 GWh)>
- SW Minden GmbH (100,00%) [134 (943,4 GWh)]

Minderheitsbeteiligungen

- Gas- und Wasserversorgung Hiddenhausen GmbH (22,74%) [k.A.]
- Gasversorgung Enger GmbH (GVE) (22,74%) [k.A.]
- Strom- und Gasversorgung Versmold GmbH (25,10%) [394 (246,7 GWh)]< ~235 (125,1 GWh)>
- SW Detmold GmbH (12,50%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 12,45%)* [167 (758,6 GWh)] <137 (272,7 GWh)>
- SW Herford GmbH (22,70%) [143 (873,9 GWh)]
- SW Lage GmbH (45,00%) [403 (240,9 GWh)]
- SW Porta Westfalica GmbH (12,50%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 12,46%)* [463 (186,6 GWh)]
- SW Schaumburg-Lippe GmbH (15,60%) [188 (687,2 GWh)] <k.A.>
- Westfälische Propan GmbH (22,22%) [k.A.]

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.11

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Ruhrgas AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (I)*

Thüga AG (81,10%) [24 (6.461,2 GWh)] <110 (429,7 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen
- Energieversorgung Ostbevern GmbH & Co.KG (53,30%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 26,10%*) [639 (48,2 GWh)] <~363 (52,6 GWh)>
- erdgas schwaben gmbh (64,86%) [15 (9.284,9 GWh)]
- Harz Energie GmbH & Co.KG (53,98%) [45 (3.402,4 GWh)] <77 (790,2 GWh)>
- SW Telgte GmbH & Co.KG (70,00%) [533 (134,1 GWh)] <~312 (71,9 GWh)>
- Erdgas Südbayern GmbH (50,00%) [9 (15.704,3 GWh)]
- Gasversorgung Lahn-Dill GmbH (50,00%) [481 (173,1 GWh)]
- VGM Versorgungsgesellschaft Marktredwitz mbH (85,00%) <~221 (140,4 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen
- badenova AG & Co.KG (47,30%) [8 (15.975,3 GWh)] <59 (1.131,3 GWh)>
- DREWAG- Stadtwerke Dresden GmbH (10,00%; *ebenfalls beteiligt ist die EnBW AG zu 35,00%*) [49 (3.235,8 GWh)] <31 (2.937,1 GWh)>
- e-werk Reinbek-Wentorf GmbH (21,45%; *die E.ON AG ist außerdem über die E.ON Hanse AG zu 17,50% beteiligt)* [~558 (114,0 GWh)] <~221 (139,7 GWh)>
- Energie- und Wassergesellschaft mbH Wetzlar (49,90%) [171 (739,8 GWh)] <175 (199,1 GWh)>
- Energie- und Wasserversorgungs-GmbH Alzey (38,00%) [344 (313,0 GWh)] <337 (59,9 GWh)>
- EWF Energie Waldeck-Frankenberg GmbH (49,90%) [118 (1.101,5 GWh)] <101 (519,1 GWh)>
- Energieversorgung Limburg GmbH (30,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 10,00%*) [248 (488,6 GWh)] <~164 (213,8 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen
- Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung GmbH & Co.KG (49,00%) [~162 (783,9 GWh)] <153 (238,8 GWh)>
- Energieversorgung Mittelrhein GmbH (41,51%) [22 (7.380,9 GWh)] <467 (22,0 GWh)>
- Energieversorgung Rudolstadt GmbH (25,10%; *die E.ON AG ist außerdem über die E.ON Thüringer Energie AG zu 23,90% beteiligt)* [485 (171,4 GWh)] <317 (66,7 GWh)>
- Energieversorgung Selb-Marktredwitz GmbH (30,00%) [190 (672,1 GWh)] <244 (115,7 GWh)>
- Energieversorgung Sylt GmbH (47,00%) [330 (330,1 GWh)] <211 (152,0 GWh)>
- ENSO Energie Sachsen Ost GmbH (14,47%; *ebenfalls beteiligt ist die EnBW zu 50,30%. Die ENSO Energie Sachsen Ost GmbH ist zu 68,91% an der ENSO Strom AG beteiligt, an der die Vattenfall Europe AG zu 29,13% beteiligt ist. Der Stromverkauf der ENSO Energie Sachsen Ost GmbH läuft über die ENSO Strom AG*) [18 (8.671,9 GWh)] <~16 (6.469,0 GWh)>
- Erdgas Mittelsachsen GmbH (49,00%) [32 (4.518,6 GWh)]
- Erdgas Plauen GmbH (49,00%) [186 (693,8 GWh)]
- Erdgas Südsachsen GmbH (49,00%) [17 (9.116,9 GWh)]
- ESWE Versorgungs AG (49,38%) [34 (4.400,8 GWh)] <60 (1.117,6 GWh)>
- EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co.KG (25,20%) [128 (1.023,7 GWh)] <106 (473,1 GWh)>
- EWR GmbH (SW Remscheid) (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 25,00%*) [109 (1.233,4 GWh)] <94 (557,8 GWh)>

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.12

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Ruhrgas AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (II)*

Thüga AG (81,10%) [24 (6.461,2 GWh)] <110 (429,7 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen
- Frankengas GmbH (10,00%; *die E.ON AG ist außerdem über die E.ON Bayern AG zu 10,88% beteiligt)* [k.A.]
- Freiberger Erdgas GmbH (40,50%) [204 (617,5 GWh)]
- FREITALER STROM+GAS GMBH (15,00%; *ebenfalls beteiligt ist die EnBW AG zu 30,00%*) [297 (381,5 GWh)] <k.A.>
- Gas- und Wasserversorgung Fulda GmbH (25,11%) [52 (3.098,0 GWh)]
- GASAG (Berliner Gaswerke AG) (36,85%; *ebenfalls beteiligt ist die Vattenfall Europe AG zu 31,58%)* [5 (18.169,6 GWh)]
- Gasanstalt Kaiserslautern AG (42,24%) [73 (2.074,7 Gwh)]
- Gasstadtwerke Zerbst GmbH (49,00%) [441 (206,1 GWh)]
- Gasversorgung Görlitz GmbH (37,50%) [207 (612,1 GWh)]
- Gasversorgung Meiningen GmbH (45,00%) [349 (300,8 GWh)]
- Gasversorgung Pforzheim Land GmbH (31,00%) [~220 (572,9 GWh)]
- Gasversorgung Pirna GmbH (34,40%) [340 (317,3 GWh)]
- Gasversorgung Pößneck GmbH (49,00%) [504 (156,6 GWh)]
- Gaswerksverband Rheingau AG (49,00%) [64 (2.425,0 GWh)]
- Gemeindewerke Haßloch GmbH (25,10%) [375 (268,7 GWh)[<k.A.>
- GEW Wilhelmshaven GmbH (49,00%) [119 (1.086,2 GWh)] <121 (377,8 GWh)>
- HalberStadtwerke GmbH (25,00%) [233 (528,7 GWh)] <234 (126,2 GWh)
- HEAG Südhessische Energie AG (40,01%) [21 (8.054,0 GWh)] <27 (3.797,8 GWh)>
- Mainova AG (24,44%) [3 (23.113,3 GWh)] <28 (3.460,2 GWh)>
- N-ERGIE Aktiengesellschaft (39,80%) [11 (15.105,6 GWh)] <18 (5.985,7 GWh)>
- Rheinhessische Energie- und Wasserversorgungs GmbH (37,05%) [201 (626,6 GWh)] <198 (169,6 Gwh)>
- Stadtwerk Tauberfranken GmbH (48,64%) [174 (722,9 GWh)] <~276 (89,9 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen
- SW Ansbach GmbH (40,00%) [258 (468,2 GWh)] <188 (180,9 GWh)>
- SW Aue GmbH (24,50%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 24,5%*) [496 (160,3 GWh)] <380 (46,4 GWh)>
- SW Bad Harzburg GmbH (49,00%) [391 (250,7 GWh)] <269 (97,8 GWh)>
- SW Bad Hersfeld GmbH (25,10%) [300 (375,1 GWh)] <225 (131,6 GWh)>
- SW Bad Lauterberg GmbH (49,00%) <275 (92,3 GWh)>
- SW Bad Sachsa GmbH (25,10%) <445 (28,6 GWh)>
- SW Chemnitz AG (30,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 19,00%*) [111 (1.198,7 GWh)] <78 (784,5 GWh)
- SW Duisburg AG (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 20,00%*) [57 (2.889,3 GWh)] <38 (2.222,0 GWh)
- SW Elbtal GmbH (19,00%; *ebenfalls beteiligt ist die EnBW AG zu 30,00%*) [249 (481,7 GWh)] <~173 (202,0 GWh)>
- SW Ennigerloh GmbH (40,00%) [476 (176,9 GWh)] <~266 (99,3 GWh)>
- SW Erfurt Gasversorgung GmbH (25,10%) [62 (2.579,2 GWh)]
- SW Essen AG (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 29,0%*) [43 (3.482,1 GWh)]
- SW Frankenthal GmbH (20,00%) [179 (707,0 GWh)] <149 (244,3 GWh)>
- SW Germersheim GmbH (25,10%) [291 (392,6 GWh)] <~139 (267,9 GWh)>
- SW GmbH Kirchheimbolanden (20,00%) [487 (168,7 GWh)] <443 (29,1 GWh)>
- SW Greven GmbH (24,50%) [393 (248,1 GWh)] <~248 (113,3 GWh)>
- SW Grünstadt GmbH (21,00%) [~427 (216,2 GWh)] <~277 (88,9 GWh)>
- SW Hannover AG enercity (24,00%) [14 (9.605,6 GWh)] <22 (4.665,7 GWh)>
- SW Heide GmbH (49,00%) [362 (284,8 GWh)] <299 (79,0 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.13

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der E.ON Ruhrgas AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (III)*

Thüga AG (81,10%) [24 (6.461,2 GWh)] <110 (429,7 GWh)>
Minderheitsbeteiligungen
- SW Homburg GmbH (24,90%) [108 (1.291,5 GWh)] <91 (594,4 GWh)>
- SW Ilmenau GmbH (49,00%) [307 (366,2 GWh)] <305 (77,3 GWh)>
- SW Karlsruhe GmbH (10,00%; *ebenfalls beteiligt ist die EnBW AG zu 20,00%*) [26 (5.662,6 GWh)] <42 (1.644,0 GWh)>
- SW Kelheim GmbH & Co.KG (35,00%) [554 (116,9 GWh)] <348 (55,8 GWh)>
- SW Langenfeld GmbH (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 20,00%*) [215 (595,0 GWh)]
- SW Lindenberg GmbH (39,97%) [426 (217,6 GWh)]
- SW Meerane GmbH (24,50%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 24,50%*) [454 (193,7 GWh)] <353 (55,0 GWh)>
- SW Mühlhausen GmbH (25,10%; *die E.ON AG ist außerdem über die E.ON Thüringer Energie AG zu 23,90% beteiligt)* [301 (372,0 GWh)] <241 (119,1 GWh)>
- SWN Energie und Wasser GmbH (15,00%) [61 (2.618,9 GWh)]
- SW Pirmasens Versorgungs GmbH (25,12%) [199 (631,5 GWh)] <140 (266,9 GWh)>
- SW Radolfzell GmbH (49,00%) [442 (202,6 GWh)] <254 (109,1 GWh)>
- SW Reichenbach/Vogtl. GmbH (24,50%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 24,50%)* [498 (160,1 GWh)] <391 (44,6 GWh)>
- SW Sondershausen GmbH (25,10%) [~465 (186,0 GWh]) <~344 (57,2 GWh)>
- SW Stade GmbH (20,00%) [197 (636,0 GWh)] <163 (214,5 GWh)>
- SW Villingen-Schwenningen GmbH (30,00%) [102 (1.351,4 GWh)] <~120 (383,6 GWh)>
- SW Wertheim GmbH (38,93%) [352 (295,8 GWh)] <~270 (96,7 GWh)>
- SW Würzburg AG (12,58%) [95 (1.494,8 GWh)] <69 (926,8 GWh)>
- SW Zittau GmbH (14,90%; *ebenfalls beteiligt ist die EnBW AG zu 25,10%*) [318 (345,0 GWh)] <315 (68,0 GWh)>
- SW Zweibrücken GmbH (25,10%) [274 (444,4 GWh)] <~263 (103,7 GWh)>
- SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co.KG (35,00%) [72 (2.161,7 GWh)] <98 (533,8 GWh)>
- Zwickauer Energieversorgung GmbH (23,00%; *ebenfalls beteiligt ist die RWE AG zu 27,00%*) [125 (1.039,8 GWh)] <135 (289,0 GWh)>

Ferngas Nordbayern GmbH (53,10%; *die E.ON AG ist außerdem über die E.ON Bayern AG zu 16,90% beteiligt) (Ferngasgesellschaft)*
[15 (30.077,5 GWh)]

Saar Ferngas AG (20,00%) *(Ferngasgesellschaft)*
[11 (44.962,3 GWh)]

Gas Union GmbH (25,90%) *(Ferngasgesellschaft)*
[12 (44.177,2 GWh)]

Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG) (25,90%) *(Ferngasgesellschaft)*
[16 (22.962,3 GWh)]

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der E.ON AG sowie der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

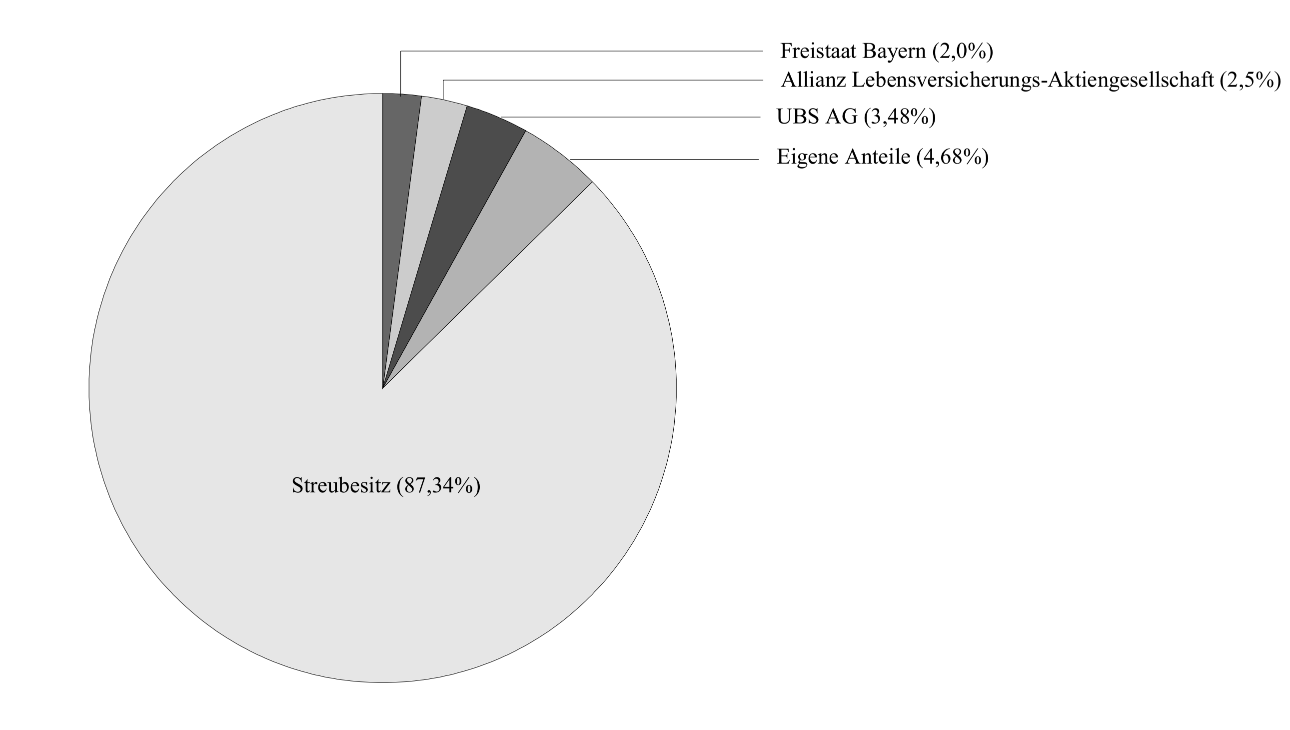
[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die E.ON AG hat die Ranking-Nummer 1 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 90.300,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.14

Anteilseigner der E.ON AG*



* Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 31.07.07

A.15

Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der E.ON AG AG in Deutschland (I)*

Steinkohle

- Gemeinschaftskraftwerk Kiel (E.ON Kraftwerke GmbH 50,0%, Stadtwerke Kiel AG 50,0%)
  323 MW
- Kraftwerk Rostock (E.ON AG 45,7%; RWE Power 24,6%, Vattenfall Europe Generation 25,0%, E.DIS Aktiengesellschaft 4,7%)
  508 MW
- Kraftwerk Wilhelmshaven
  747 MW
- Kraftwerk Bremen-Farge
  345 MW
- Kraftwerk Mehrum Block 3 (E.ON Kraftwerke GmbH 50,0%, Stadtwerke Hannover AG 33,3%, Braunschweiger Versorgungs AG 16,7%)
  690 MW
- Kraftwerk Heyden
  865 MW
- Gemeindschaftskraftwerk Weser (Veltheim) (E.ON Kraftwerke GmbH 66,7%, Stadtwerke Bielefeld GmbH 33,3%)
  880 MW

Steinkohle

- Kraftwerk Datteln
  293 MW
- Kraftwerk Scholven
  2056 MW
- Steinkohlekraftwerk Knepper
  325 MW
- Steinkohlekraftwerk Shamrock
  152 MW
- Kraftwerk Staudinger
  1923 MW
- Kraftwerk Bexbach (E.ON AG 8,3%; EnBW AG 50,0%; STEAG AG 25,00%; STAWAG 16,66%)
  714 MW
- Kraftwerk Zolling
  449 MW
- Heizkraftwerk Pforzheim (Thüga AG 10,00%, EnBW 30,00%, Stadtwerke Pforzheim 55,00%, Gesellschaft für kommunale Verkehrs- und Versorgungsanlagen mbH 5,00%)
  (www.stadtwerke-pforzheim.de)
  100 MW

Braunkohle

- Kraftwerk Buschhaus
  330 MW
- Kraftwerk Schkopau (E.ON Kraftwerke GmbH 58,1%, Saale Energie GmbH 41,9%)
  900 MW
- Kraftwerk Lippendorf (E.ON AG 25,0%; Vattenfall Europe Generation 50,0%, EnBW 25,0%)
  1730 MW
- Kraftwerk Kassel(E.ON Kraftwerke GmbH 50,0%, Kasseler Fernwärme 50,0%)
  34 MW

Biomasse

- Heizkraftwerk Zolling
  20 MW
- Kraftwerk Delitzsch
  20 MW
- Heizkraftwerk Landesbergen (E.ON Kraftwerke GmbH 50,0%, Stadtwerke Hannover 50,0%)
  20 MW
- Heizkraftwerk Emden (E.ON Kraftwerke GmbH 30,0%, EWE AG 55,0%, Stadtwerke Emden 15,0%)
  20 MW

---

* Quelle: E.ON Kernkraft GmbH; E.ON Wasserkraft GmbH; E.ON Kraftwerke GmbH; Kraftwerke, bei denen verschiedene primäre Energieträger zum Einsatz kommen, werden bei jedem Energieträger aufgeführt, wodurch es vereinzelt zu Mehrfachnennungen kommt; nicht aufgeführt sind Beteiligungen an Stadtwerken mit eigener Erzeugungskapazität

MW = Megawatt
(Angaben sind die Nettoleistung der Kraftwerke, soweit nicht anders angegeben)

Anm.: Die Megawatt-Angabe zu den Kraftwerken Mehrum und Lippendorf stimmt nicht mit der Angabe in Abb.7 aus "Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung 2006" (Schwarz, Lang, Zimmer; Erlangen-Nürnberg) überein.

A.16

Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der E.ON AG AG in Deutschland (II)*

Windpark
- Windpark Wilhelmshaven
  8 MW
- Windpark Rheine
  16 MW
- Windpark Helmstedt
  10 MW
- Windpark Schnellin
  20 MW

Gas
- Gaskraftwerk Emden
  430 MW
- Kraftwerk Huntorf
  290 MW
- Kraftwerk Robert Frank
  487 MW
- Gas- u. Dampfturbinenkraftwerk Kirchmöser
  160 MW
- Gemeindschaftskraftwerk Weser (Veltheim)
  (E.ON Kraftwerke GmbH 66,7%, Stadtwerke Bielefeld GmbH 33,3%)
  880 MW
- Kraftwerk Staudinger
  1923 MW
- Kraftwerk Franken
  I*830 MW*
- Kraftwerk Irsching
  878 MW
- Kraftwerk Obernburg
  (E.ON Bayern 50,00%, mainsite GmbH 50,00%) **
  600 MW

Öl
- Gasturbinenkraftwerk Audorf
  87 MW
- Gasturbinenkraftwerk Itzehoe
- *87 MW*
- Heizkraftwerk Pforzheim
  (EnBW 30,00%; Stadtwerke Pforzheim GmbH 55,00%; Thüga AG 10,00%; Gesellschaft für kommunale Verkehrs- und Versorgungsanlagen mbH 5,00%) *(www.stadtwerke-pforzheim.de)*
- *100 MW*
- Kraftwerk Wilhelmshaven
- *747 MW*
- Gemeindschaftskraftwerk Weser (Veltheim)
  (E.ON Kraftwerke GmbH 66,7%, Stadtwerke Bielefeld GmbH 33,3%)
- *880 MW*
- Kraftwerk Scholven
- *2056 MW*
- Kraftwerk Ingolstadt
- *772 MW*
- Kraftwerk Pleinting
- *694 MW*

Wasserkraft
- 78 eigene Laufwasserkraftwerke
- 4 eigene Speicherkraftwerke
- 6 eigene Pumpspeicherkraftwerke
- 45 betriebsgeführte Kraftwerke

→ *10.000 GWh durchschnittliche Jahreserzeugung*

Kernkraft
- Kernkraftwerk Brunsbüttel
  (E.ON AG 33,3%; Vattenfall Europe 66,7%)
  771 MW
- Kernkraftwerk Brokdorf
  (E.ON AG 80,0%,
  Vattenfall Europe 20,0%
  1370 MW
- Kernkraftwerk Unterweser
  1345 MW
- Kernkraftwerk Krümmel
  (E.ON AG 50,0%; Vattenfall Europe 50,0%
  1346 MW
- Kernkraftwerk Emsland
  (E.ON AG 12,5%; RWE Power 87,5%)
  1329 MW
- Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde
  (E.ON AG 83,3%; Stadtwerke Bielefeld 16,7%)
  1360 MW
- Kernkraftwerk Grafenrheinfeld
  1275 MW
- Kernkraftwerk Isar I
  2278 MW
- Kernkraftwerk Gundremmingen
  (E.ON AG 25,0%; RWE Power 75,0%)
  2572 MW

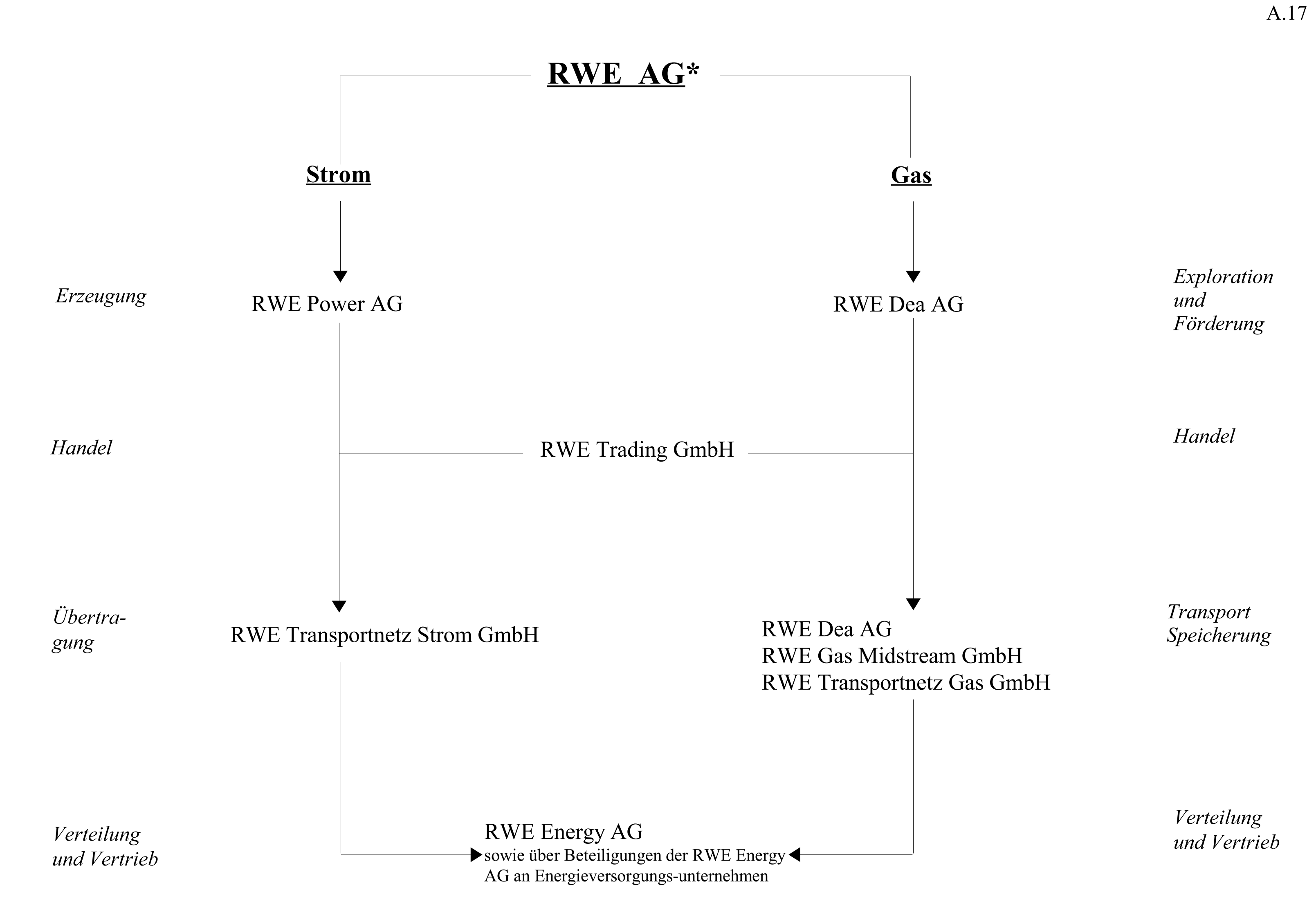
---

* Quelle: E.ON Kernkraft GmbH; E.ON Wasserkraft GmbH; E.ON Kraftwerke GmbH; Kraftwerke, bei denen verschiedene primäre Energieträger zum Einsatz kommen, werden bei jedem Energieträger aufgeführt, wodurch es vereinzelt zu Mehrfachnennungen kommt; nicht aufgeführt sind Beteiligungen an Stadtwerken mit eigener Erzeugungskapazität

** Quelle: Pressemitteilung der E.ON Bayern AG vom 13.09.2004

MW = Megawatt
(Angaben sind die Nettoleistung der Kraftwerke, soweit nicht anders angegeben)

Anm.: Die Megawatt-Angabe zu den Kraftwerken Mehrum und Lippendorf stimmt nicht mit der Angabe in Abb.7 aus "Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung 2006" (Schwarz, Lang, Zimmer; Erlangen-Nürnberg) überein.


A.17
RWE AG*
Strom
Gas
Erzeugung
RWE Power AG
RWE Dea AG
Exploration und Förderung
Handel
RWE Trading GmbH
Handel
Übertra-gung
RWE Transportnetz Strom GmbH
RWE Dea AG
RWE Gas Midstream GmbH
RWE Transportnetz Gas GmbH
Transport Speicherung
Verteilung und Vertrieb
RWE Energy AG
sowie über Beteiligungen der RWE Energy AG an Energieversorgungs-unternehmen
Verteilung und Vertrieb
*Quelle: Eigene Erhebungen auf Basis der Hoppenstedt-Konzernstrukturdatenbank sowie von Geschäftsberichten und Internetinformationen der Unternehmen

A.18

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der RWE Energy AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (I)*

Envia Mitteldeutsche Energie AG (64,00%) <7 (13.513,7 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen
- SW Crimmitschau GmbH (95,00%) [472 (180,6 GWh)] <345 (56,9 GWh)>
- SW Herzberg/Elster GmbH (94,90%) <k.A.>
- SW Lichtenstein GmbH (94,90%) [527 (136,4 GWh]) <k.A.>
- SW Stollberg GmbH (99,00%) [572 (103,2 GWh]) <k.A.>

Minderheitsbeteiligungen
- Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH (30,00%) [242 (513,4 GWh)] <~529 (0,034 GWh)>
- Energieversorgung Guben GmbH (45,00%) [580 (94,6 GWh)]
- Erdgasversorgung Oranienburg GmbH (24,50%) [286 (413,2 GWh)]
- EVH GmbH (30,00%) [~72 (2.130,7 GWh)] <66 (1.018,0 GWh)>
- Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG) (30,00%) <178 (195,4 GWh)>
- Gasversorgung Merseburg GmbH (49,00%) [320 (343,5 GWh)]
- Städtische Werke Borna GmbH (24,50%) [480 (174,7 GWh)] <415 (36,6 GWh)>
- SW Aschersleben GmbH (35,00%) [461 (187,8 GWh)] <323 (64,4 GWh)>
- SW Aue GmbH (24,50%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 24,5%*) [496 (160,3 GWh)] <380 (46,4 GWh)>
- SW Bernburg GmbH (45,0%) [277 (436,4 GWh)] <276 (89,0 GWh)>
- SW Chemnitz AG (19,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 30,0%*) [111 (1.198,7 GWh)] <78 (784,5 GWh)>
- SW Lutherstadt Eisleben GmbH (42,50%) [425 (218,0 GWh)] <~293 (80,7 GWh)>
- SW Meerane GmbH (24,50%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 24,50%*) [454 (193,7 GWh)] <353 (55,0 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen
- SW Merseburg GmbH (40,00%) <262 (105,0 GWh)>
- SW Reichenbach/Vogtl. GmbH (24,50%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 24,50%*) [498 (160,1 GWh)] <391 (44,6 GWh)>
- SW Schwarzenberg GmbH (25,10%) [448 (198,2 GWh)] <367 (50,9 GWh)>
- SW Weißenfels GmbH (24,50%) <243 (116,0 GWh)>
- SW Wolfen GmbH (40,00%) [401 (244,8 GWh)] <417 (36,4 GWh)>
- SW Zeitz GmbH (24,50%) [261 (464,2 GWh)] <363 (52,5 GWh)>
- Technische Werke Naumburg GmbH (49,00%) [457 (191,8 GWh)] <~299 (79,2 GWh)>
- Versorgungsbetriebe Hoyerswerda GmbH (10,00%) [544 (125,5 GWh)] <294 (80,3 GWh)>
- Zwickauer Energieversorgung GmbH (27,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 23,00%*) [125 (1.039,8 GWh)] <135 (289,0 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der regionalen Versorgungsunternehmen der RWE Energy AG sowie die Internetseite der Süwag

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die RWE AG hat die Ranking-Nummer 2 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 89.292,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.19

<u>Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der RWE Energy AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (II)</u>*

<u>Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-AG</u> (58,00%)
< 35 (2.291,5 GWh)>

<u>Kommunale Energie- und Wasserversorgung Neunkirchen AG</u> (29,00%)
[154 (817,8 GWh)]

<u>Lechwerke AG</u> (90,00%)
<17 (6.192,7 GWh)>
<u>Mehrheitsbeteiligungen</u>
• Elektrizitätswerk Landsberg GmbH (100,00%)
<~244 (115,9 GWh)>
• Überlandwerk Krumbach GmbH (74,60%)
< ~235 (125,6 GWh)>

<u>MITGAS GmbH</u> (60,00%)
[6 (17.875,1 GWh)]

<u>Pfalzwerke AG</u>(27,00%)
<24 (4.113,6 GWh)>
<u>Mehrheitsbeteiligungen</u>
• Pfalzgas GmbH Frankenthal (50,00%)
[66 (2.365,2 GWh)]
<u>Minderheitsbeteiligungen</u>
• SW Bliestal GmbH (23,495%)
[~588 (88,7 GWh)] <~358 (54,0 GWh)>
• SW Frankenthal GmbH (10,00%)
[179 (707,0 GWh)] <149 (244,3 GWh)>
• SW Lambrecht GmbH (20,00%)
[304 (369,0 GWh)] <~473 (20,1 GWh)>
• SW Neustadt an der Weinstraße GmbH (24,90%)
[200 (628,8 GWh]) <212 (151,8 GWh)>
• SW St. Ingbert GmbH (12,55%)
[267 (455,8 GWh)] <~155 (231,2 GWh)>

<u>Regionalgas Euskirchen GmbH & Co.KG</u> (43,00%)
[51 (3.124,1 GWh)]

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der regionalen Versorgungsunternehmen der RWE Energy AG sowie die Internetseite der Süwag

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die RWE AG hat die Ranking-Nummer 2 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 89.292,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.20

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der RWE Energy AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (III)*

RWE Rhein-Ruhr AG (100,00%) [10 (50.400,0 GWh; *Ferngasgesellschaft*)] <6 (14.608,1 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen

- Emscher Lippe Energie GmbH (79,00%) [38 (3.851,6 GWh)] <40 (1.848,9 GWh)>
- Energieversorgung Oberhausen AG (EVO) (50,00%) [81 (1.938,8 GWh)] <~86 (679,3 GWh)>
- EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH (54,00%) [59 (2.855,0 GWh)] <73 (852,4 GWh)>
- Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH (KEV) (50,00%) <130 (324,3 GWh)>
- Niederrheinische Versorgung und Verkehr AG (NVV) (50,00%) [40 (3.735,5 GWh)] <45 (1.561,5 GWh)>
- OIE Aktiengesellschaft (100,00%) [k.A.] <111 (421,1 GWh)>
- rhenag Rheinische Energie AG (100,00%) [37 (3.985,1 GWh)] <251 (109,8 GWh)>
- SW Düren GmbH (75,00%) [94 (1.496,9 GWh)] <~81 (757,5 GWh)>
- SW Tönisvorst GmbH (100,00%) [402 (242,8 GWh)] <~275 (91,3 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen

- Energie Wasser Niederrhein GmbH (ENNI) (20,00%) [210 (609,8 GWh)] <112 (419,8 GWh)>
- Energieversorgung Hürth GmbH (25,00%) [k.A.] <k.A.>
- RheinEnergie AG (20,00%) [10 (15.234,7 GWh)] <13 (8.094,8 GWh)>
- SW Duisburg AG (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 20,0%*) [57 (2.889,3 GWh)] <38 (2.222,0 GWh)>
- SW Emmerich GmbH (25,00%) [310 (362,1 GWh)] <~224 (133,5 GWh)>
- SW Essen AG (29,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 20,0%*) [43 (3.482,1 GWh)]
- SW Geldern GmbH (49,00%) [298 (375,7 GWh)] <192 (178,0 GWh)>
- SW GmbH Bad Kreuznach (25,00%) [~211 (606,4 GWh)] <154 (236,4 GWh)>
- SW Kamp-Lintfort GmbH (49,00%) [538 (132,8 GWh)] <~233 (126,5 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen

- SW Langenfeld GmbH (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 20,0%*) [215 (595,0 GWh)]
- SW Radevormwald GmbH (49,00%) [424 (218,4 GWh)] <~127 (336,5 GWh)>
- SW Ratingen GmbH (25,00%) [146 (861,9 GWh)] <125 (352,0 GWh)>
- SW Remscheid (EWR) (25,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 20,00%*) [109 (1.233,4 GWh)] <94 (557,8 GWh)>
- SW Trier Versorgungs-GmbH (SWT) (19,00%) [88 (1.692,9 GWh)] <92 (563,8 GWh)>
- SW Velbert (20,00%) [140 (890,0 GWh)] <~103 (509,2 GWh)>
- SW Willich GmbH (25,00%) [262 (462,6 GWh)] <152 (239,1 GWh)>
- WBM Wirtschaftsbetriebe Meerbusch GmbH (40,00%) [305 (366,7 GWh)] <~527 (0,2 GWh)>
- Wuppertaler Stadtwerke AG (20,00%) [47 (3.351,3 GWh)] <44 (1.575,4 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der regionalen Versorgungsunternehmen der RWE Energy AG sowie die Internetseite der Süwag

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die RWE AG hat die Ranking-Nummer 2 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 89.292,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.21

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der RWE Energy AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (IV)*

RWE Westfalen-Weser-Ems AG (80,00%) [6 (67.372,2 GWh; *Ferngasgesellschaft*)] <9 (10.919,0 GWh)>

Mehrheitsbeteiligungen
- AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs- Unternehmen (50,00%) [46 (3.375,4 GWh)] <62 (1.097,9 GWh)>
- SW Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs GmbH (50,00%) [302 (369,9 GWh)] <~527 (0,2 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen
- Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (47,00%) [27(5.620,1 GWh)] <34 (2.396,2 GWh)>
- Energieversorgung Oelde GmbH(46,00%) [399 (244,9 GWh)] <~335 (60,3 GWh)>
- Energieversorgung Ostbevern GmbH & Co.KG (21,60%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 53,30%*) [639 (48,2 GWh)] <~363 (52,6 GWh)>
- EVB Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG (49,00%) [324 (338,5 GWh)] <~206 (160,5 GWh)>
- Gemeindewerke Everswinkel GmbH (45,00%) [~631 (56,2 GWh)]
- SEWAG Südwestfalen Energie und Wasser AG (19,06%) [~60 (2.731,4 GWh)] <~40 (1.879,6 GWh)>
- SVS Versorgungsbetriebe GmbH (37,50%) [k.A]. <k.A.>
- SW Ahaus GmbH (46,50%) [350 (300,3 GWh)] <209 (153,1 GWh)>
- SW Attendorn GmbH (20,00%) <~227 (128,2 GWh)>
- SW Detmold GmbH (12,45%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 12,50%*) [167 (758,6 GWh)] <137 (272,7 GWh)>
- SW Gescher (42,00%) [559 (113,8 GWh)]
- SW Lingen GmbH (40,00%) [193 (640,3 GWh)] <~134 (291,4 GWh)>
- SW Lübbecke GmbH (24,90%) [348 (303,6 GWh)] <~344 (57,5 GWh)>
- SW Meinerzhagen GmbH (27,00%) [525 (137,7 GWh)]
- SW Porta Westfalica GmbH (12,46%, *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 12,5%*) [463 (186,6 GWh)]
- SW Steinfurt GmbH (48,00%) [292 (389,0 GWh)]
- SW Unna GmbH (24,00%) [170 (741,5 GWh)] <~130 (320,5 GWh)>
- SW Vlotho GmbH (24,90%) [503 (157,8 GWh)]
- SW Werl GmbH (25,10%) [364 (282,5 GWh)] <228 (127,9 GWh)>
- WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH (25,10%) [329 (330,5 GWh)]
- WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH (35,00%) [~278 (430,3 GWh)] <~217 (142,9 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der regionalen Versorgungsunternehmen der RWE Energy AG sowie die Internetseite der Süwag

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die RWE AG hat die Ranking-Nummer 2 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 89.292,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.22

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der RWE Energy AG an regionalen Energieversorgungsunternehmen (V)*

SpreeGas GmbH (33,00%)
[30 (4.868,0 GWh)]

Süwag Energie AG (78,00%)
[54 (3.033,7 GWh)] <14 (6.819,9 GWh)>
Minderheitsbeteiligungen
- Energieversorgung Limburg GmbH (10,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 30,00%*) [248 (488,6 GWh)] <~164 (213,8 GWh)>
- SW Bühl GmbH (30,00%) [435 (210,1 GWh)] <148 (248,0 GWh)>
- SW Weilburg GmbH (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG zu 20,00%*)[477 (176,7 GWh)] <355 (54,7 GWh)>
- SW Oberkirch GmbH (33,30%) <182 (192,7 GWh)>

VSE AG (69,00%)
<61 (1.114,4 GWh)>
Mehrheitsbeteiligungen
- energis GmbH (64,20%) [91 (1.514,9 GWh)] <53 (1.286,1 Gwh)>
  (Anm.: Die energis GmbH ist wiederum an über zehn lokalen Energieversorgern beteiligt)

Minderheitsbeteiligungen
- SW Sulzbach/Saar GmbH (15,00%) [427 (216,7 GWh)] <292 (81,2 GWh)>
- SW Völklingen (17,60%) [419 (223,0 GWh]) <~223 (135,4 GWh)>

---

* Quelle: Geschäftsberichte des Jahres 2006 der regionalen Versorgungsunternehmen der RWE Energy AG sowie die Internetseite der Süwag

%-Angaben sind Kapitalanteile
k.A.: keine Angaben
SW = Stadtwerke

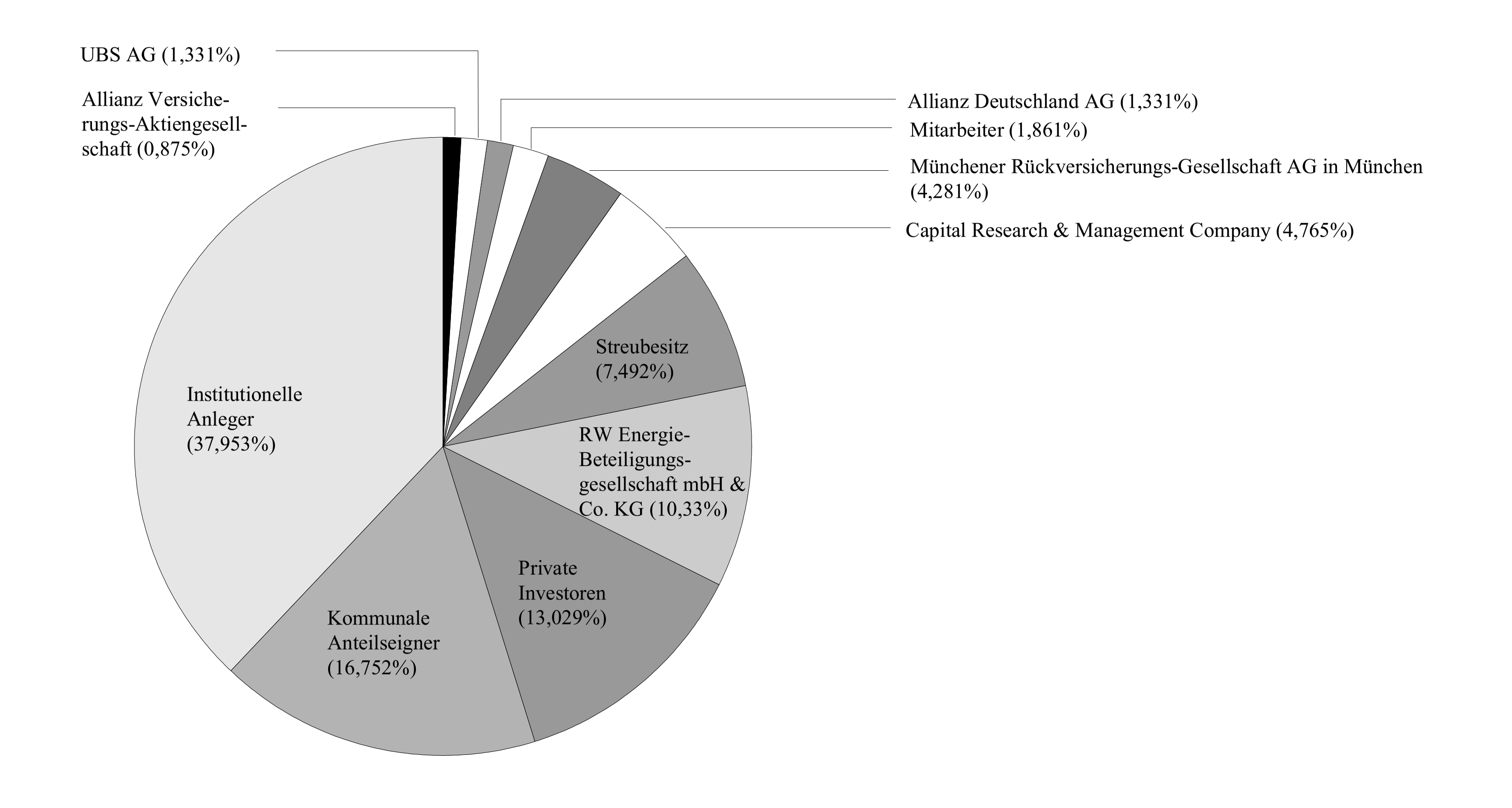
[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die RWE AG hat die Ranking-Nummer 2 in der VDEW-Statistik bei einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 89.292,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.23

<u>Anteilseigner der RWE AG</u>*



* Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenban,k, Stand: 31.07.07; *Anm.: die KEB Holding AG und die RW Holding AG sind Anteilseigner zu jeweils 49,9% an der RW Energie-Beteiligungsgesellschaft mbH & Co.KG. An diesen Holdings sind wiederum diverse kommunale Anteilseigner beteiligt, wie beispielsweise die Stadt Dortmund, die Stadt Oberhausen oder die Stadt Düsseldorf*

A.24

Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der RWE AG AG in Deutschland*

Braunkohle
- Kraftwerk Frimmersdorf
  2029 MW
- Energiedienstleistungszentrum Kraftwerk Goldenberg
  151 MW
- Kraftwerk Neurath
  2067 MW
- Kraftwerk Niederaußem
  3554 MW
- Kraftwerk Weisweiler
  2640 MW

Gas
- Kraftwerk Emsland
  820 MW
- Kraftwerk Gersteinwerk
  1336 MW (brutto)
- Heizkraftwerk Dortmund
  12 MW
- Heizkraftwerk Bochum
  21 MW
- Kraftwerk Huckingen
  580 MW
- Heizkraftwerk Hamborn
  225 MW

Steinkohle
- Kraftwerk Bergkamen(RWE AG 51,0%; STEAG 49,0%)
  684 MW
- Kraftwerk Ensdorf
  282 MW
- Kraftwerk Gersteinwerk
  770 MW (brutto)
- Kraftwerk Ibbenbüren
  709 MW
- Kraftwerk Westfalen
  588 MW
- Kraftwerk Voerde (25,0% RWE Power AG; 75,0% STEAG AG)
  2222 MW (inst.)
- Großkraftwerk Mannheim AG (EnBW AG 32,00%; RWE Power AG 40,00%; MVV RHE AG 28,00%)
  (www.gkm.de)
  1700 MW

Wasser
- Moselkraftwerke
  180 MW (inst.)
- Pumpspeicherkraftwerk Herdecke
  260 *MW (inst.)*
- 54 Laufwasserkraftwerke
  ca.300 MW (inst.)
- Schluchseewerke AG (RWE Power AG 50,0%; EnBW AG 50,00%)
  (inklusive Beteiligungen über Beteiligungsgesellschaften)
  (www.schluchseewerk.de)
  1700 MW

GuD
- Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Bayer Dormagen
  560 MW
- Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Ludwigshafen
  390 MW

Kernkraft
- Kernkraftwerk Biblis
  2407 MW
- Kernkraftwerk Emsland (RWE AG 87,5%; E.ON AG 12,5%)
  1329 MW
- Kernkraftwerk Gundremmingen (RWE AG 75,0%; E.ON Kernkraft GmbH 25,0%)
  2572 MW

Sonstige
- Müllheizwerk Karnap
  37 MW
- Biogasanlage Neurath
  0,716 KW (inst.)

---

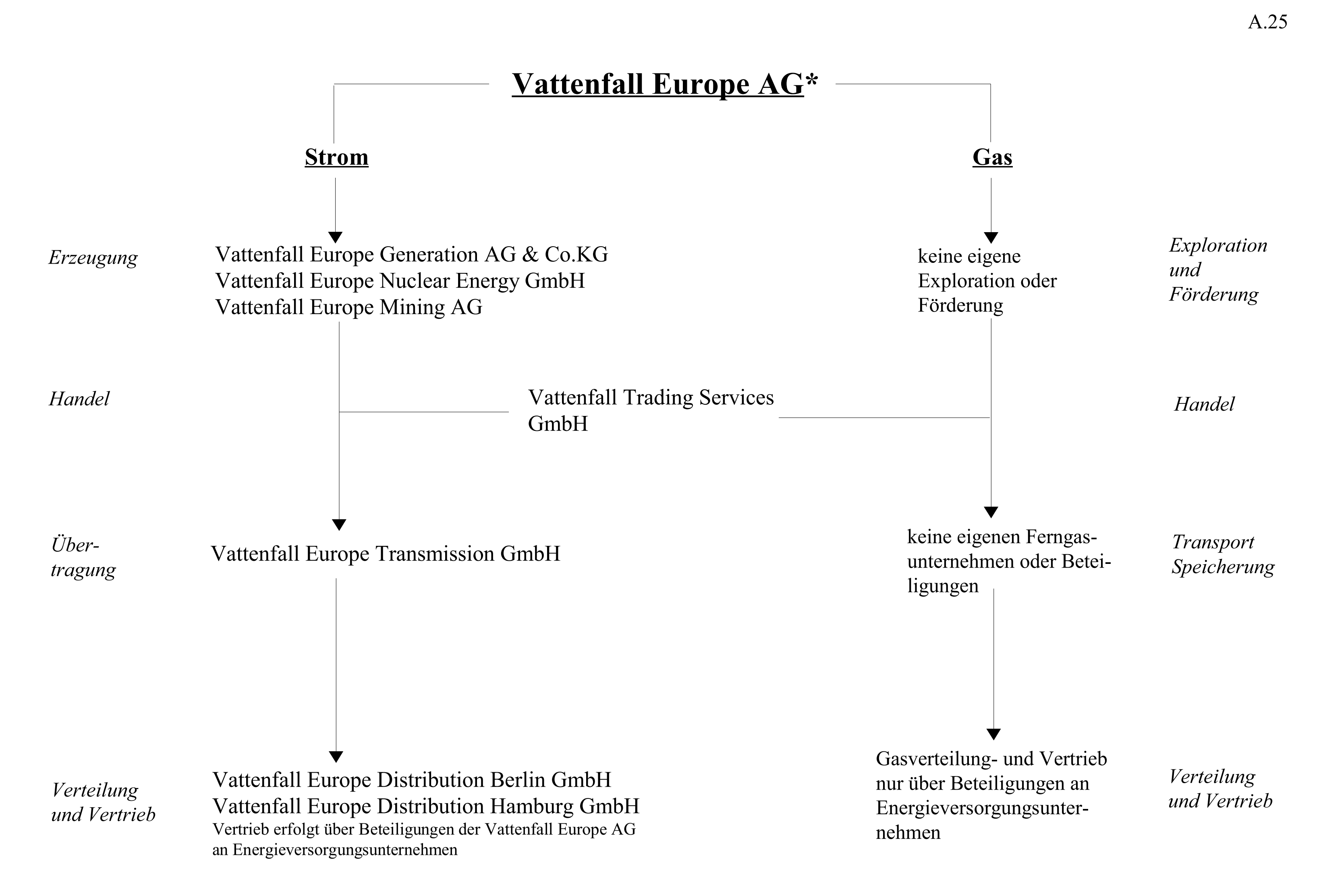
* Quelle: RWE Power AG; nicht aufgeführt sind Beteiligungen an Stadtwerken mit eigener Erzeugungskapazität

GuD = Gas- und Dampfturbinenanlagen

MW = Megawatt
(Angaben sind die Nettoleistung der Kraftwerke, soweit nicht anders angegeben)

inst. = installierte Leistung

Anm.: Die Megawatt-Angabe zum Kraftwerk Voerde stimmt nicht mit der Angabe in Abb.7 aus "Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung 2006" (Schwarz, Lang, Zimmer; Erlangen-Nürnberg) überein.


A.25
Vattenfall Europe AG*
Strom
Gas
Erzeugung
Vattenfall Europe Generation AG & Co.KG
Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH
Vattenfall Europe Mining AG
keine eigene Exploration oder Förderung
Exploration und Förderung
Handel
Vattenfall Trading Services GmbH
Handel
Über-tragung
Vattenfall Europe Transmission GmbH
keine eigenen Ferngas-unternehmen oder Beteiligungen
Transport Speicherung
Verteilung und Vertrieb
Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH
Vattenfall Europe Distribution Hamburg GmbH
Vertrieb erfolgt über Beteiligungen der Vattenfall Europe AG an Energieversorgungsunternehmen
Gasverteilung- und Vertrieb nur über Beteiligungen an Energieversorgungsunter-nehmen
Verteilung und Vertrieb
*Quelle: Eigene Erhebungen auf Basis der Hoppenstedt-Konzernstrukturdatenbank sowie von Geschäftsberichten und Internetinformationen der Unternehmen

A.26

Wesentliche Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der Vattenfall Europe AG an Energieversorgungsunternehmen*

Mehrheitsbeteiligungen.

- Vattenfall Europe Berlin AG & Co.KG (100,00%) <~12 (8.661,8 GWh Abgabe an Letztverbraucher in 2006)>
- Vattenfall Europe Hamburg AG (100,00%) <~13 (8.027,9 GWh Abgabe an Letztverbraucher in 2006)>
- Vattenfall Europe Sales GmbH (100,00%) *(zuständig für Stromvertrieb an Regionalversorger, Stadtwerke und industrielle Größtkunden; 48 TWh Stromabsatz durch physikalische Lieferungen)*
- WEMAG AG (80,29 %) <41 (1.847,3 GWh)>

Minderheitsbeteiligungen

- Energie Südwest AG (12,95%) [~229 (539,3 GWh)] <205 (164,0 GWh)>
- ENSO Strom AG (29,13%; *ebenfalls beteiligt ist die ENSO Energie Sachsen Ost GmbH zu 68,91%, an der die E.ON AG zu 14,47% und die EnBW AG zu 50,30% beteiligt sind)* <~16 (6.469,0 GWh)>
- GASAG (Berliner Gaswerke AG) (31,58%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON AG über die Thüga AG zu 36,85%*) [5 (18.169,6 GWh)]
- Städtische Werke AG, Kassel (24,90%) [28 (5.518,9 GWh)] <80 (772,5 GWh)>
- SW Eilenburg GmbH (49,00%) [573 (100,3 GWh)] <~225 (130,8 GWh)>
- SW Lübz GmbH (20,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON Hanse AG mit 25,00%*) [505 (155,7 GWh)] <~404 (39,9 GWh in 2004)>
- SW Parchim GmbH (15,00%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON Hanse AG mit 25,20%*) [398 (245,6 GWh)] <335 (60,3 GWh)>
- SW Rostock Aktiengesellschaft (12,55%) [58 (2.860,5 GWh)] <116 (401,8 GWh)>
- SW Sangerhausen GmbH (6,25%) [~441 (205,1 GWh)] <360 (53,5 GWh)>
- SW Wittenberge GmbH (22,70%; *ebenfalls beteiligt ist die E.ON Hanse AG mit 22,70%*) [~408 (234,4 GWh)] <370 (50,6 GWh)>

---

* Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 30.07.07; Beteiligungen sowohl direkt als auch über die Vattenfall Europe Hamburg AG

%-Angaben sind Kapitalanteile
SW = Stadtwerke
k.A.: keine Angaben

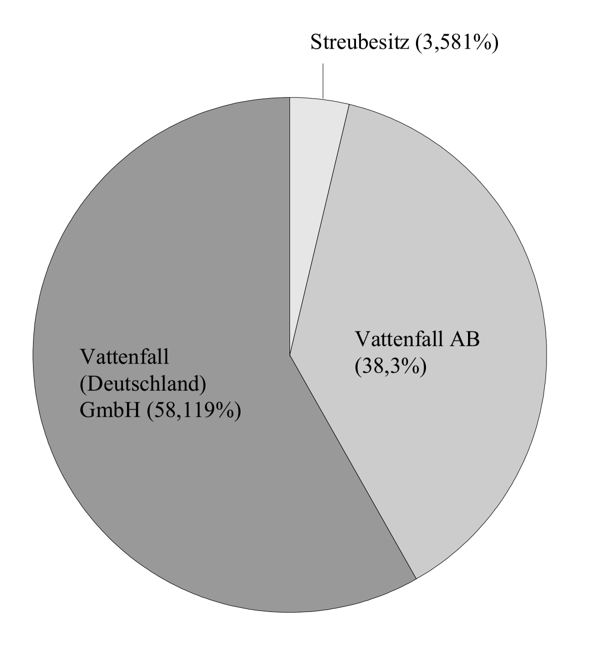
[Gas: Ranking 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, BGW 2007 (Gasabgabe insgesamt 2004); enthält zum Teil Doppelzählungen]

<Strom: Ranking VDEW Jahresstatistik 2005 (Stromabgabe an Letztverbraucher 2005); die Vattenfall Europe AG hat die Ranking-Nummer 4 in der VDEW-Statistik mit einer Stromabgabe an Letztverbraucher von 22.551,0 GWh>

~Angaben sind ungefähre Einordnungen der Unternehmen in die Rankings des VDEW und des BGW anhand veröffentlichter Daten der Unternehmen. Die Einordnung erfolgte nur näherungsweise, da sich veröffentlichte Angaben zu den Energiemengen je nach Unternehmen sowohl auf unterschiedliche Jahre beziehen als auch unterschiedliche Energiemengen darstellen (Abgabe gesamt, Abgabe an Letztverbraucher, entnommene Jahresarbeit, Stromverkauf). Bei kleinen Energieversorgern sind Unterschiede zwischen den oben genannten Energiemengen allerdings oft vernachlässigbar gering.

A.27

Anteilseigner der Vattenfall Europe AG *



---

* Quelle: Hoppenstedt Firmeninformationen GmbH, Darmstadt, Konzernstrukturdatenbank, Stand: 31.07.07; *Anm.: die Vattenfall AB gehört zu 100% dem Staat Schweden. Die Vattenfall (Deutschland) GmbH gehört zu 100% der Vattenfall AB. Damit wird die Vattenfall Europe AG durch den Staat Schweden kontrolliert*

A.28

Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der Vattenfall AG in Deutschland*

Steinkohle
- Kraftwerk Rostock (Vattenfall Europe AG 25,0%; E.ON Kraftwerke GmbH 45,7%; E.ON edis AG 4,7%; RWE Power 24,6%;)
  553 MW
- Heizkraftwerk Reuter West (KWK)
  600 MW
- Heizkraftwerk Reuter (KWK)
  165 MW
- Heizkraftwerk Moabit (KWK)
  150 MW
- Heizkraftwerk Tiefstack (KWK)
  189 MW
- Heizkraftwerk Wedel (KWK)
  260 MW

Braunkohle
- Braunkohlenkraftwerk Jänschwalde
  3000 MW
- Braunkohlenkraftwerk Schwarze Pumpe
  1600 MW
- Braunkohlenkraftwerk Boxberg
  1900 MW
- Braunkohlenkraftwerk Lippendorf (Vattenfall Europe AG 50,0%; E.ON AG 25,0%; EnBW 25,0%)
  1730 MW (netto; Quelle: E.ON Kraftwerke GmbH)
- Heizkraftwerk Klingenberg (KWK)
  188 MW

Wasser
- Kraftwerk Goldisthal
  1060 MW
- Kraftwerk Markersbach
  1050 MW
- Kraftwerk Hohenwarte 1
  63 MW
- Kraftwerk Hohenwarte 2
  320 MW
- Kraftwerk Geesthacht
  120 MW
- Kraftwerk Niederwartha
  120 MW
- Kraftwerk Beiloch
  80 MW
- Kraftwerk Wendefurth
  80 MW
- Kraftwerk Wisenta
  4 MW
- Kraftwerk Eichicht
  3 MW
- Kraftwerk Burgkhammer
  2 MW

Gas
- Gaskraftwerk Ahrensfelde
  152 MW
- Gaskraftwerk Brunsbüttel
  25 MW
- Gaskraftwerk Moorburg
  158 MW
- Gaskraftwerk Thyrow
  300 MW
- Gaskraftwerk Wedel
  102 MW
- Heizkraftwerk Lichterfelde (KWK)
  450 MW
- Heizkraftwerk Charlottenburg (KWK)
  215 MW
- Heizkraftwerk Mitte (KWK)
  440 MW
- Heizkraftwerk Lichtenberg (KWK)
  36 MW
- Heizkraftwerk Buch (KWK)
  5 MW
- 10 Blockheizkraftwerke in Berlin (KWK)
  19 MW

Kernkraft
- Kernkraftwerk Brunsbüttel (Vattenfall Europe AG 66,6%; E.ON Kernkraft GmbH 33,3%)
  771 MW (netto)
- Kernkraftwerk Krümmel (Vattenfall Europe AG 50,0%; E.ON Kernkraft GmbH 50,0%)
  1346 MW (netto)
- Kernkraftwerk Brokdorf (Vattenfall Europe AG 20,0%; E.ON Kernkraft GmbH 80,0%)
  1370 MW

Öl
- Heizkraftwerk Wilmersdorf (KWK)
  280 MW

* Quelle: Vattenfall Europe AG; Angaben zu den Leistungen der Kernkraftwerke sowie der Braunkohlenkraftwerkes Lippendorf sind den Angaben der E.ON Kraftwerke GmbH und der E.ON Kernkraft GmbH entnommen; nicht aufgeführt sind Beteiligungen an Stadtwerken mit eigener Erzeugungskapazität

KWK = Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage
GW = Gigawatt

MW = Megawatt
(Angaben sind die Bruttonennleistung bzw. die installierte Leistung, soweit nicht anders angegeben)

A.29

<u>Verflechtungen auf der Ebene der regionalen Versorger</u>*

	E.ON	**RWE**	**EnWB**	**Vattenfall**
DREWAG	**x** (10,00 % über die Thüga AG)		**x** (35,00 %)	
Energieversorgung Limburg	**x** (30,00 % über die Thüga AG)	**x** (10,00 % über die Süwag Energie AG)		
Energieversorgung Ostbevern	**x** (53,30 % über die Thüga AG)	**x** (21,60 % über die RWE Westfalen Weser Ems AG)		
ENSO Energie GmbH (bzw. ENSO Strom AG)	**x** (14,47 % über die Thüga AG)		**x** (50,30 %)	**x** (29,13 %)
EWR (Stadtwerke Remscheid)	**x** (20,00 % über die Thüga AG)	**x** (25,00 % über die RWE Rhein Ruhr AG)		
FREITALER STROM + GAS	**x** (15,00 % über die Thüga AG)		**x** (30,00 %)	
GASAG (Berliner Gaswerke)	**x** (36,85 % über die Thüga AG)			**x** (31,85 %)
Städtische Werke Brandenburg an der Havel	**x** (36,75 % über die E.ON edis AG)		**x** (12,25 % über die EMB Beteiligungsgesellschaft mbH)	
Stadtwerke Aue	**x** (24,50 % über die Thüga AG)	**x** (24,50 % über die Envia Mitteldeutsche Energie AG)		
Stadtwerke Chemnitz	**x** (30,00 % über die Thüga AG)	**x** (19,00 % über die Envia Mitteldeutsche Energie AG)		

A.30

Verflechtungen auf der Ebene der regionalen Versorger*

	E.ON	RWE	EnWB	Vattenfall
Stadtwerke Detmold	x (12,50 % über die E.ON Thüringer Energie AG)	x (12,45 % über die RWE Westfalen Weser Ems AG)		
Stadtwerke Duisburg	x (20,00 % über die Thüga AG)	x (20,00 % über die RWE Rhein Ruhr AG)		
Stadtwerke Elbtal	x (19,00 % über die Thüga AG)		x (30,00 %)	
Stadtwerke Essen	x (20,00 % über die Thüga AG)	x (29,00 % über die RWE Rhein Ruhr AG)		
Stadtwerke Karlsruhe	x (10,00 % über die Thüga AG)		x (20,00 %)	
Stadtwerke Langenfeld	x (20,00 % über die Thüga AG)	x (20,00 % über die RWE Rhein Ruhr AG)		
Stadtwerke Lübz	x (25,00 % über die E.ON Hanse AG)			x (20,00 %)
Stadtwerke Meerane	x (24,50 % über die Thüga AG)	x (24,50 % über die Envia Mitteldeutsche Energie AG)		
Stadtwerke Parchim	x (25,20 % über die E.ON Hanse AG)			x (15,00 %)

A.31

Verflechtungen auf der Ebene der regionalen Versorger*

	E.ON	RWE	EnWB	Vattenfall
Stadtwerke Porta Westfalica	**x** (12,50 % über die E.ON Westfalen Weser AG)	**x** (12,46 % über die RWE Westfalen Weser Ems AG)		
Stadtwerke Reichenbach	**x** (24,50 % über die Thüga AG)	**x** (24,50 % über die Envia Mitteldeutsche Energie AG)		
Stadtwerke Weilburg	**x** (20,00 % über die E.ON Mitte AG)	**x** (20,00 % über die Süwag Energie AG)		
Stadtwerke Wittenberge	**x** (22,70 % über die E.ON Hanse AG)			**x** (22,70 %)
Stadtwerke Zwittau	**x** (14,90 % über die Thüga AG)		**x** (25,10 %)	
Zwickauer Energieversorgung	**x** (23,00 % über die Thüga AG)	**x** (27,00 % über die Envia Mitteldeutsche Energie AG)		

* Betrachtet sind Energieversorgungsunternehmen, an denen mehr als eines der vier Verbundunternehmen direkt oder über Tochtergesellschaften beteiligt ist. Bei der Darstellung wird kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben



Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co., Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Amsterdamer Str. 192, 50735 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Telefax (02 21) 97 66 83 44
ISSN 0722-8333